



Universidad Carlos III de Madrid

Escuela Politécnica Superior

Área de Ingeniería Térmica

Proyecto Fin de Carrera

Características térmicas y eléctricas de un panel solar fotovoltaico-térmico

Autor: Félix Checa Cabrero

Tutor: Dr. D. Marcelo Izquierdo Millán

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS.....	iii
INTRODUCCIÓN	iv
OBJETIVO.....	v
CAPITULO 1. ENERGÍA SOLAR.....	1
1.1. Estructura del Sol.	1
1.2. Posición Solar.	3
1.3. Radiación solar.	4
1.4. Radiación sobre la superficie: influencia de la atmósfera.	6
1.5. Radiación sobre un plano inclinado.	7
CAPÍTULO 2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	16
2.1. Introducción energía fotovoltaica. El efecto fotoeléctrico	16
2.2. Tipos de células fotovoltaicas	18
2.3. Los módulos fotovoltaicos	20
2.4. Curva I-V.....	20
2.5. Potencia producida por el generador fotovoltaico	26
2.6. Tipos de sistemas fotovoltaicos.	30
2.7. Sistema conectado a la red	30
CAPÍTULO 3. DIMENSIONADO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	37
3.1. Ubicación.....	37
3.2. Descripción general de la instalación.....	37
3.3. Descripción del generador fotovoltaico.....	37
3.4. El inversor.....	40
3.5. Estudio energético.	44
CAPÍTULO 4. PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO-TÉRMICO	51
4.1. Introducción a los paneles PVT.	51
4.2. Mercados del panel solar fotovoltaico-térmico.....	53
4.3. Tipos de módulos y sistemas.....	56
4.4. Actualidad del panel PVT.	61
CAPÍTULO 5. CÁLCULO DEL PANEL FOTOVOLTAICO-TÉRMICO. FORMULACIÓN.	62
5.1. Rendimientos del panel PVT.	62
5.2. Balance energético en el panel PVT.....	63
5.3. Pérdidas de calor en las tuberías.	71
5.4. Pérdidas de calor en el tanque de almacenamiento.....	74

CAPÍTULO 6. DIMENSIONADO DEL PANEL SOLAR HÍBRIDO	75
6.1. Dimensiones.....	76
6.2. Propiedades eléctricas	77
6.3. Propiedades térmicas.....	77
6.4. Características de la lámina PV	77
6.5. Curva de rendimiento térmico.....	79
CAPÍTULO 7. INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICO-TÉRMICOS.	81
7.1. Distribución de los paneles PVT	81
7.2. Descripción de la instalación térmica	82
7.3. Resultados diarios.	83
7.4. Resultados anuales.....	100
CAPÍTULO 8. COMPARATIVA DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICO-TÉRMICA.	106
8.1. Resultados diarios	106
8.2. Resultados anuales.....	113
CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES.	116
REFERENCIAS.....	117
Anexo 1.....	118
Anexo 2.....	120
Anexo 3.....	121

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, que me han apoyado incondicionalmente en todo momento.

INTRODUCCIÓN

La energía es un recurso natural imprescindible para la vida cotidiana del ser humano. Gracias a ella, podemos realizar hechos tan comunes como encender una lámpara apretando un interruptor, obtener agua caliente al abrir la llave de un grifo, o arrancar nuestro coche para desplazarnos a cualquier lugar, hechos que nos facilitan el día a día, y que son necesarios para la vida y el desarrollo de la sociedad en la que vivimos.

Desde la invención de la máquina de vapor el ser humano ha explotado los recursos de combustibles fósiles que nuestro planeta nos proporciona para satisfacer las demandas energéticas, sin embargo, debido al continuo aumento del consumo energético y a que los combustibles fósiles precisan de miles de años para su formación, las energías renovables han dejado de ser una alternativa y han pasado a ser una realidad, y actualmente juegan un importantísimo papel en el desarrollo del sector energético.

Las energías renovables son energías que se obtienen de fuentes inagotables, como puede ser la energía del viento, la energía del calor de La Tierra o la energía que posee el agua en movimiento de un río. La energía renovable que se abordará en este proyecto es la energía solar, cuya energía proviene de la radiación emitida por el Sol, que es la mayor fuente de energía de nuestro planeta.

Además, la energía solar está dentro del grupo de las energías limpias, o energías verdes, es decir, de las energías que no producen emisiones de gases contaminantes, lo que proporciona un adicional interés al estudio y desarrollo de la obtención de esta energía limpia.

Actualmente la energía solar está dividida en dos principales grupos, la energía solar fotovoltaica, que produce energía eléctrica mediante células fotovoltaicas, y la energía solar térmica, que recoge el calor de la radiación solar mediante colectores o captadores solares para diversas aplicaciones, como puede ser la de producir agua caliente sanitaria (A.C.S.), para sistemas de calefacción, para sistemas de refrigeración mediante máquina de absorción o para calentamiento de piscinas. Además también puede utilizarse para generar electricidad, es entonces cuando hablamos de la energía solar termoeléctrica.

OBJETIVO

En este proyecto se aborda la viabilidad tecnológica que ofrece un panel solar fotovoltaico-térmico, que como su nombre indica, abarca el campo de la energía fotovoltaica y de la energía térmica, así como las posibilidades de mercado que puede ofrecer este tipo de dispositivo.

El panel solar fotovoltaico-térmico (*PVT: photovoltaic-thermal panel*) consiste en un panel solar fotovoltaico refrigerado por un fluido, cuyo fin es aumentar el rendimiento de las láminas fotovoltaicas y la obtención de energía térmica útil mediante ese proceso.

El *PVT* analizado en este proyecto es refrigerado por agua mediante un absorbedor colocado en la parte posterior de las láminas fotovoltaicas, y al que van adheridos unas tuberías por donde circula el agua que las enfría. Por tanto, de este panel solar, no solo se obtendrá energía eléctrica con un mayor rendimiento, sino que también obtendremos agua caliente para posibles aplicaciones domésticas.

En primer lugar realizaremos un estudio de una instalación fotovoltaica de un 1 Kwp de potencia sin refrigeración a partir de los datos climatológicos del año 2008 proporcionados por el departamento de térmica de la Universidad Carlos III y observaremos la influencia de la temperatura de la placa en la producción de energía eléctrica del sistema fotovoltaico. Para luego, compararla con una instalación con colectores híbridos para la misma superficie y analizar los resultados.

CAPÍTULO 1. ENERGÍA SOLAR.

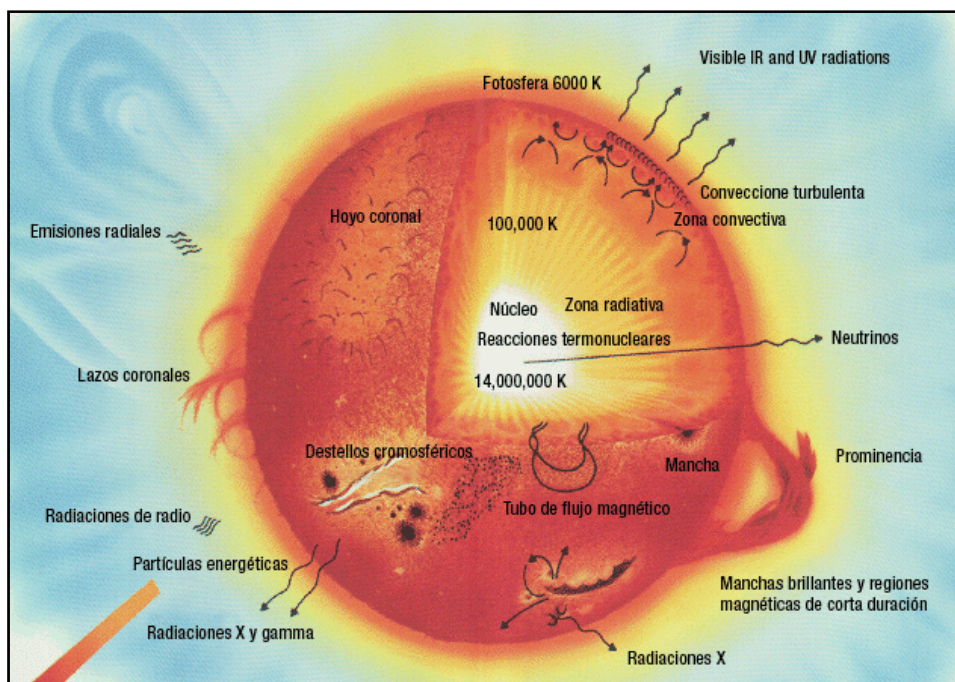
El Sol es la mayor fuente de energía existente sobre La Tierra, gracias a la cual es posible la existencia vida. La mayor parte de la energía utilizada por los seres vivos procede del Sol, es la fuente de alimentación de las plantas, la causa de los flujos atmosféricos y del agua, además de proporcionar el calor que hace posible el desarrollo de la vida en nuestro planeta.

El Sol se formó hace 4.650 millones de años a partir de nubes de gas y polvo que contenían residuos de generaciones anteriores de estrellas. Gracias a la metalicidad de dicho gas, de su disco circumestelar surgieron, más tarde, los planetas, asteroides y cometas del Sistema Solar. En el interior del Sol se producen reacciones de fusión en las que los átomos de hidrógeno se transforman en helio, produciéndose la energía que irradia. Actualmente, el Sol se encuentra en plena secuencia principal, fase en la que seguirá unos 5000 millones de años más quemando hidrógeno de manera estable.

1.1. Estructura del Sol.

El Sol es una enorme masa gaseosa de forma esférica, cuyo diámetro es de aproximadamente 1.390.000 kilómetros, y que a causa de su lento movimiento de rotación, tiene un leve achatamiento polar. Está constituido en su mayor parte de hidrógeno (80%) y de helio (19%), el 1% restante lo forman otros elementos que sirven como catalizadores en las reacciones termonucleares.

El Sol presenta una estructura en capas esféricas, la frontera física y las diferencias químicas entre las distintas capas son difíciles de establecer, aunque, se puede establecer una función física que es diferente para cada una de las capas. Actualmente se distinguen las siguientes zonas: núcleo, zona radiante, zona convectiva, fotosfera, cromosfera, corona y viento solar.

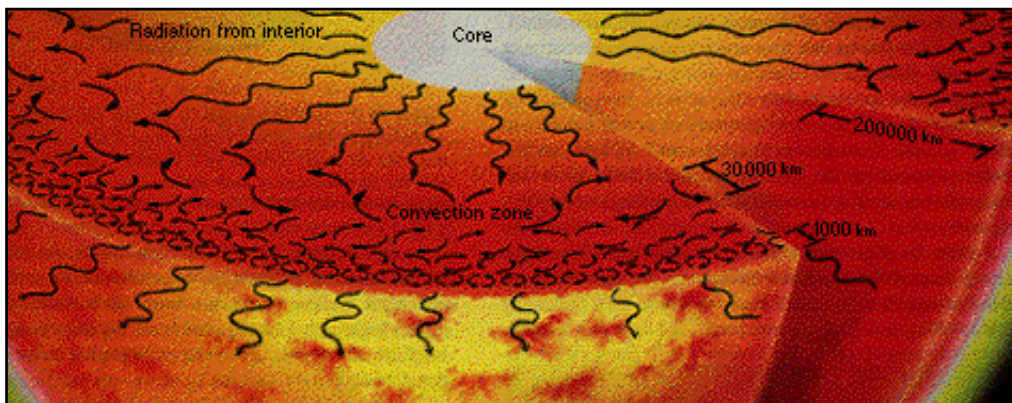


Todo cuerpo masivo atrae hacia su centro toda la materia que lo constituye por su propia fuerza gravitatoria, sin embargo, el plasma⁽¹⁾ que forma el Sol, se encuentra en equilibrio debido a que la creciente presión en el interior solar compensa la atracción gravitatoria produciéndose un equilibrio hidrostático. Estas elevadas presiones se generan debido a la densidad del material en su núcleo y a las enormes temperaturas que se dan en él gracias a las reacciones termonucleares que allí acontecen. Las temperaturas que pueden rondar entre 15.000.000°C en el centro y 7.000.000°C en el borde exterior del núcleo, y las densidades entre 160g/cm³, en el centro y 20g/cm³, en el borde, lo que explica que en el núcleo se encuentre la mayor parte de la masa solar debido a su pequeño tamaño (su radio tiene un 23% del radio total del Sol).

Las reacciones nucleares que tienen lugar consisten en la fusión de cuatro protones de hidrógeno para formar una partícula alfa o núcleo de helio. La partícula alfa tiene un 0.7% menos de masa que la de los cuatro protones, masa transformada en fotones, con una longitud de onda cortísima y, por tanto, muy energéticos y penetrantes. Cada segundo se fusionan 700 millones de toneladas de hidrógeno, liberándose 5 millones de toneladas de energía pura, es decir unos $1,5 \cdot 10^{18}$ J.

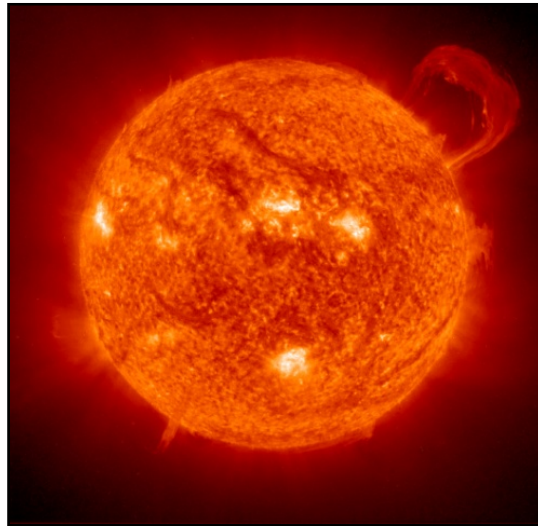
Existen dos tipos de reacciones de fusión diferentes por las que el Sol convierte hidrógeno en helio, el ciclo carbono-nitrógeno-oxígeno (ciclo CNO) y la cadena protón-protón (cadena pp). Esta última es la responsable de la mayor parte de la producción del calor solar, y se produce cuando dos protones cuya energía cinética es muy elevada chocan y uno de ellos pierde su carga positiva y se convierte en un neutrón, que permanece unido al otro protón y constituye un núcleo de hidrógeno pesado.

En la zona exterior al núcleo el transporte de la energía generada en el interior se produce por radiación hasta el límite exterior de la zona radiactiva. Esta zona está compuesta de plasma, es decir, grandes cantidades de hidrógeno y helio ionizado. Se calcula que un fotón cualquiera invierte un millón de años en alcanzar la superficie y manifestarse como luz visible.



(1) Plasma: gas constituido por partículas cargadas (iones) libres, cuya dinámica presenta efectos colectivos dominados por las interacciones electromagnéticas de largo alcance entre las mismas. Se considera el cuarto estado de agregación.

La zona convectiva se extiende por encima de la zona radiativa y en ella los gases solares dejan de estar ionizados y los fotones son absorbidos con facilidad volviéndose el material opaco al transporte de radiación. Por lo tanto, el transporte de energía se realiza por convección, de modo que el calor se transporta de manera no homogénea y turbulenta por el propio fluido.



La fotosfera es la zona desde la que se emite la mayor parte de luz visible del Sol y cuya temperatura ronda los 6.000 °C. Esta capa tiene una apariencia manchada debido a las turbulentas erupciones de energía en la superficie.

Arriba de la fotosfera está la cromosfera. La temperatura se eleva a 20,000°C. A esta temperatura el hidrógeno emite una luz rojiza. Las llamaradas solares y las erupciones son comunes en esta región.

La **corona** es una capa de gran extensión, que cuenta con una bajísima densidad. Y al igual que en la cromosfera se compone de gases enrarecidos y en ella los campos magnéticos son gigantescos.

1.2. Posición Solar.

A la hora de realizar un estudio de aprovechamiento de la energía solar, resulta imprescindible conocer, la posición relativa entre el Sol y la Tierra, de modo que podamos calcular, con buena precisión, la radiación que alcanza la superficie de nuestro planeta.

1.2.1. Distancia Sol-Tierra

La distancia entre el Sol y la Tierra varía entre 147 y 152 millones de km. El valor medio es $1,496 \cdot 10^{11}$ km y a esta distancia se la denomina unidad astronómica (UA). El movimiento de la Tierra alrededor del Sol es elíptico, quedando el Sol en uno de los focos de modo

que la distancia Sol-Tierra varía diariamente. La distancia es mínima para los meses de invierno (en el hemisferio norte) y se hace máxima para los meses de verano.

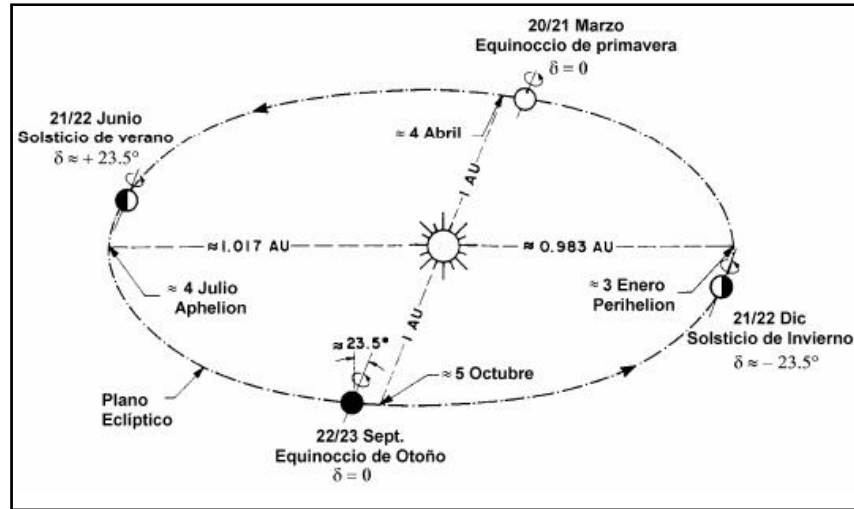


Figura 1.1. Posición solar a lo largo del año [2].

1.3. Radiación solar.

El Sol emite un flujo constante de energía, fruto de los procesos de fusión del hidrógeno que se producen en el núcleo, equivalente a la energía emitida por un cuerpo negro a una temperatura de 5777 K. Esta energía llega a La Tierra en forma de ondas electromagnéticas con diferentes longitudes de onda.

La constante solar (G_{0n}) es la cantidad de energía que, durante un segundo, alcanza un plano de un metro cuadrado situado en el límite de la atmósfera terrestre perpendicularmente a la dirección de propagación de la radiación solar. Este valor permanece bastante constante a lo largo del año, si bien se ve afectado por la excentricidad de la Tierra en su camino alrededor del Sol, considerando este efecto podemos calcular la constante solar por medio de la siguiente expresión:

$$G_{0n(n)} := 1367 \left(1 + 0.033 \cos \left(360 \frac{n}{365} \text{deg} \right) \right) \cdot \frac{\text{watt}}{\text{m}^2} \quad (1.1)$$



Figura 1.2. Variación de la constante solar (G_{on}) a lo largo del año.

En la Figura 1.2 se observa como la constante solar es menor en los meses de verano para el hemisferio norte, que es en este caso. Esto se debe a que durante el verano en este hemisferio la posición de la Tierra se encuentra en su zona más alejada del Sol.

La radiación emitida por el Sol se distribuye en una amplia serie de longitudes de onda, como se aprecia en la siguiente figura:

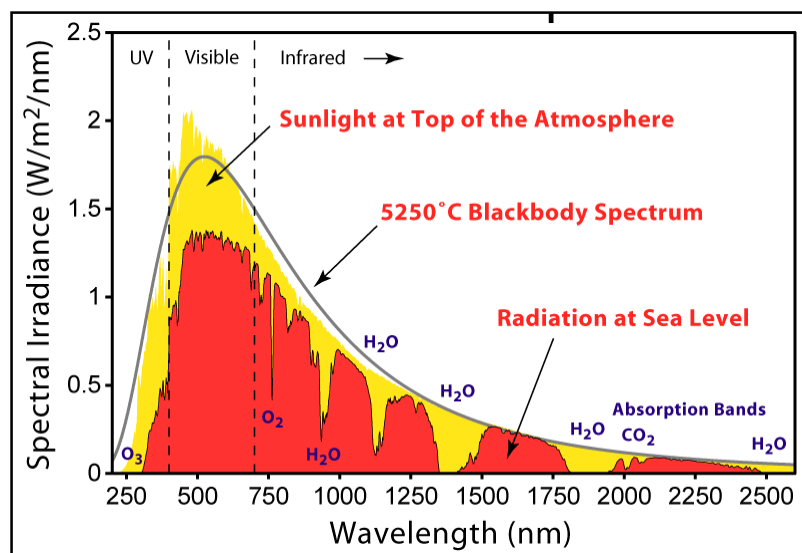


Figura 1.3. Espectro de longitud de onda de la radiación solar [Internet]

En la Figura 1.3 se observa que la mayor parte de la energía irradiada cuenta con una longitud de onda comprendida entre 350 y 700 nm, lo cual se encuentra dentro de la zona visible. Las radiaciones ultravioletas son las que menores cantidades de radiación tienen.

1.3.1. Naturaleza de la luz

A lo largo de la historia la naturaleza de la luz ha sido explicada por los físicos por medio de una gran cantidad de teorías.

La teoría corpuscular, desarrollada en el siglo XVII por Isaac Newton y mejorada posteriormente por el modelo cuántico de Max Planck decía que la luz estaba formada

por corpúsculos, que representaban cantidades discretas de energía denominadas fotones.

La teoría ondulatoria de la luz, también desarrollada en el siglo XVII por Christian Huygens que evidenció mediante diversos experimentos que la luz era una especie de movimiento ondulatorio con una frecuencia, longitud de onda y velocidad determinada.

En la actualidad se considera que la luz posee una dualidad onda-corpúsculo. La teoría ondulatoria explica su propagación, y los efectos de interferencia y difracción, mientras que el modelo corpuscular explica el efecto fotoeléctrico y la interacción de la luz con la materia.

De este modo, cada fotón, tendrá asociado una energía

$$E = h \cdot \nu = h \cdot \frac{c}{\lambda} \quad (1.2)$$

Donde h es la constante de Planck, cuyo valor es $h = 6.26 \cdot 10^{-34} \text{ J}\cdot\text{s}$, ν es la frecuencia de onda, que es igual al cociente entre la velocidad de la luz ($c = 3 \cdot 10^8 \text{ m/s}$) y la longitud de onda (λ).

Por lo tanto la luz de menor frecuencia (mayor longitud de onda) poseerá menor contenido energético, mientras que la luz de mayor frecuencia tendrá mayor energía.

1.4. Radiación sobre la superficie: influencia de la atmósfera.

La radiación solar neta que incide sobre la superficie es menor que la radiación que llega a la Tierra. Dos procesos son los que varían las características de la radiación solar en la atmósfera:

1. Dispersión: debida a la interacción de la luz con moléculas del aire, con el agua y con el polvo en suspensión.
2. Absorción: por el ozono para el caso de la radiación ultravioleta y por el H_2O y el CO_2 para las de bandas del infrarrojo

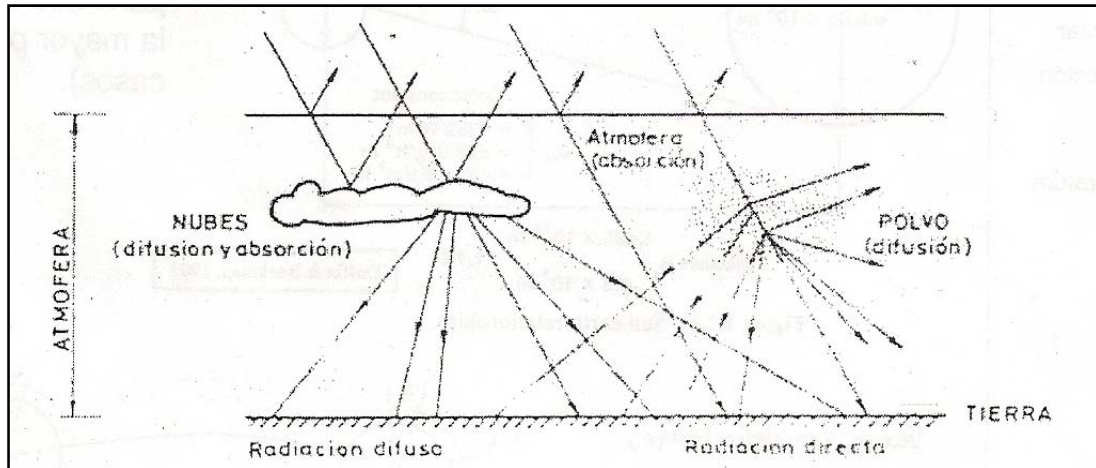


Figura 1.4. Radiación directa y radiación difusa [9].

Puesto que se produce este fenómeno de variación de radiación en la atmósfera, cuanto más perpendicular incidan los rayos solares, mayor será la radiación solar que incida sobre el suelo ya que atraviesa menos masa de aire, ya que habrá menos probabilidad de que se produzca difusión, absorción o dispersión.

1.5. Radiación sobre un plano inclinado.

Existen una serie de ángulos de los que va a depender la radiación solar sobre el panel solar.

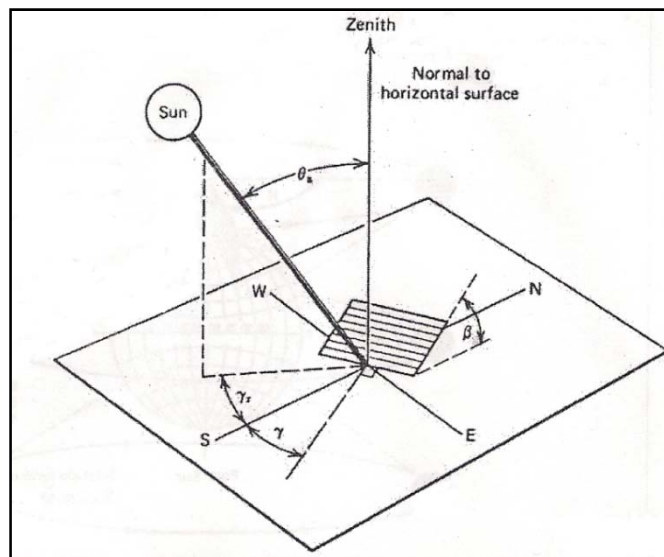


Figura 1.5. Ángulos de un panel solar [9].

1.5.1. Declinación

La declinación (δ) determina el ángulo que forma el plano que pasa por el ecuador y la dirección que une los centros del Sol y la Tierra. Debido a que el eje de rotación de la

Tierra está inclinado $23,45^\circ$, la declinación varía a lo largo de todo el año según la siguiente expresión:

$$\delta = 23.45^\circ \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284+n}{365}\right) [^\circ] \quad (1.3)$$

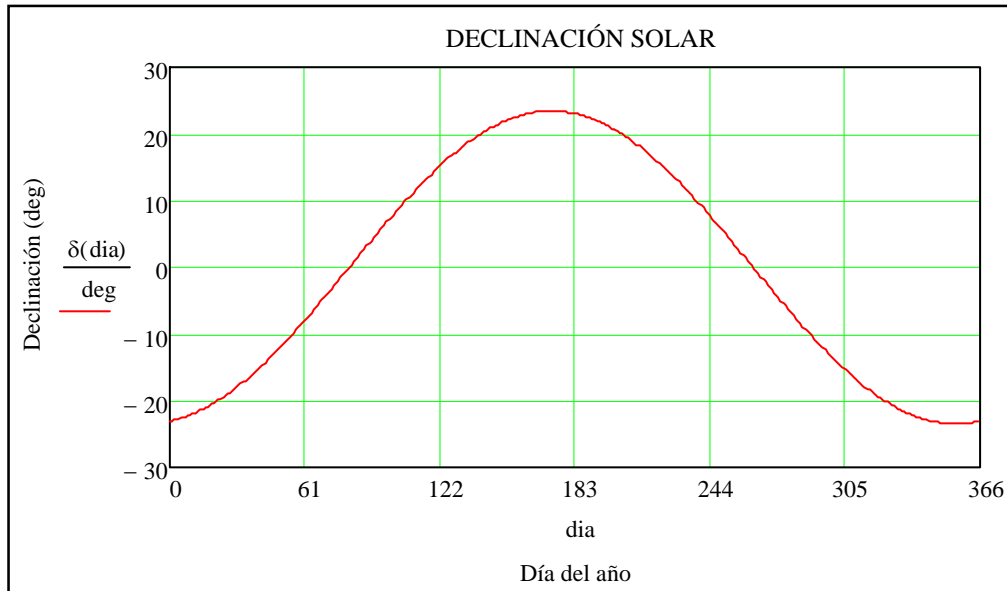


Figura 1.6. Declinación solar a lo largo del año

Durante los días centrales del año, la declinación es positiva lo que indica que la radiación solar incide más perpendicularmente en el hemisferio norte, y en los días iniciales y finales del año lo hará de forma más perpendicular sobre el hemisferio sur.

1.5.2. Ángulo horario

El ángulo horario (ω) para un punto determinado de la Tierra, es el ángulo entre dos planos que contienen al eje de rotación, y de los cuales uno pasa por el Sol, y el otro por dicho punto. Así pues cuando el Sol esté en su cenit, que es el punto más alto en que se encuentra el Sol en un día, el ángulo horario será 0° , y cuando se encuentre antes de esté punto tendrá valores negativos, y positivos después del mismo.

1.5.3. Altura solar

La altura solar (α) se define como el ángulo que forma con la horizontal una línea que une al observador y al Sol. La altura solar se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\alpha = \arcsin(\sin(\phi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega))$$

Donde ϕ es la latitud del lugar considerado, que para el caso de Leganés es de $\phi = 40.19^\circ$.

1.5.4. Ángulo cenital

El ángulo cenital (θ_z) es el complementario a la altura solar, es decir el formado por la línea que une el observador y la normal a la superficie. Se puede calcular mediante la expresión siguiente:

$$\theta_z = a \cos(\sin(\phi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)) \quad (1.4)$$

O bien, si se conoce el valor de la altura solar, mediante:

$$\theta_z = (90 - \alpha) \quad (1.5)$$

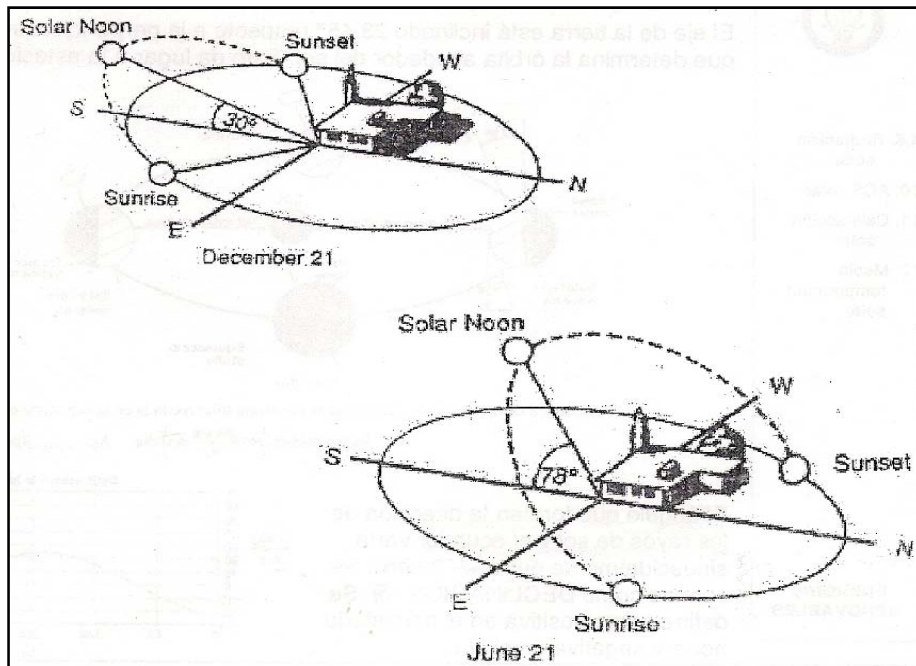


Figura 1.7. Altura solar para los meses de diciembre y Junio [9].

La altura solar será superior durante el periodo de verano como se aprecia en la figura anterior.

1.5.5. Ángulo acimutal

El ángulo acimutal (γ_s) es el ángulo comprendido entre la proyección sobre la superficie terrestre de la dirección del Sol y la dirección Sur. Este ángulo tiene valor nulo cuando el Sol se sitúa sobre la dirección Sur, valores positivos cuando se posiciona hacia el oeste y negativos cuando se sitúa hacia el este.

$$\gamma_s = a \operatorname{sen} \left(\frac{\cos(\delta) \cdot \operatorname{sen}(\omega)}{\cos(\alpha)} \right) = a \operatorname{sen} \left(\frac{\cos(\delta) \cdot \operatorname{sen}(\omega)}{\operatorname{sen}(\theta_z)} \right) \quad (1.6)$$

1.5.6. Ángulos horarios de salida y puesta del Sol

El ángulo de salida y puesta del Sol (ω_s) es el ángulo con respecto a la dirección Sur para el que el Sol aparece y se pone. Los ángulos de salida y de puesta de Sol serán siempre iguales debido a la simetría con el eje Norte-Sur.

Para calcular el ángulo de salida y puesta de Sol es necesario conocer la declinación y latitud:

$$\omega_s = a \cos(-\tan(\phi) \cdot \tan(\delta)) \quad (1.7)$$

1.5.7. Duración del día

Conocidos los ángulos de salida y puesta de Sol sólo hay que dividirlos entre la velocidad de rotación de la Tierra, que es de 15° por hora y obtenemos la duración del día (DD).

$$DD = \frac{2 \cdot \omega_s}{15} \quad (1.8)$$

La duración horaria del día varía a lo largo del año tal y como se muestra en la Figura 1.7.

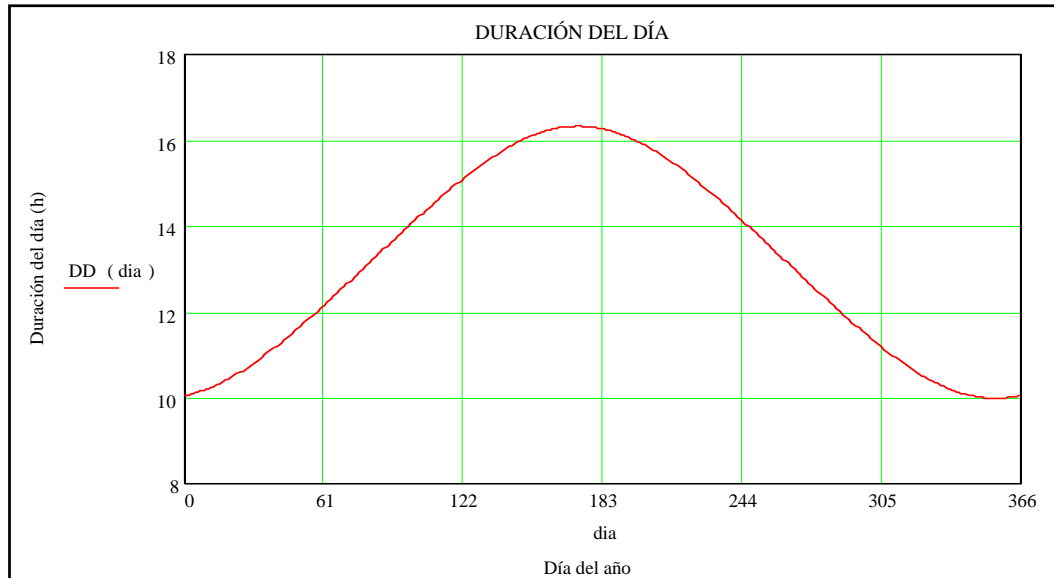


Figura 1.8. Duración del día durante el año.

Se observa claramente que la duración de los días en verano es mayor que los invernales.

1.5.8. Inclinación del panel

El ángulo de inclinación del panel (β) es el ángulo que forma el panel con la superficie horizontal. Esta inclinación se produce para maximizar la radiación captada por el panel y cuyo valor, como se verá más adelante, depende del lugar donde se encuentra y de la época del año.

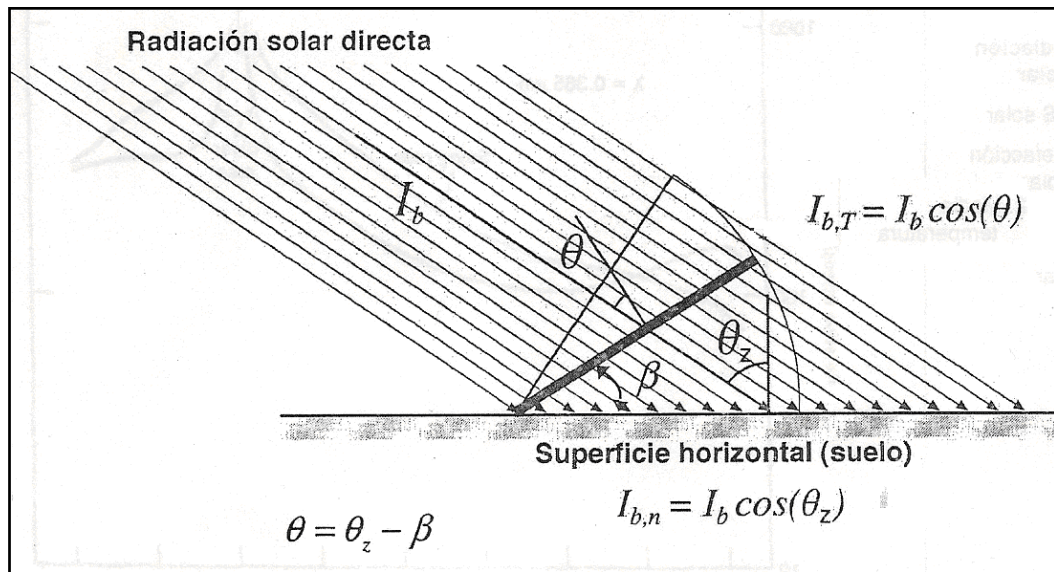
1.5.9. Orientación del panel

La orientación del panel (γ) es el ángulo que forma la perpendicular del colector con la orientación sur, y al igual

Para recoger la máxima cantidad de radiación solar por unidad de superficie es preciso inclinar los paneles un cierto ángulo (β) para lograr una incidencia de la radiación lo más perpendicular posible. La inclinación óptima es igual a la diferencia entre latitud y declinación, y consecuentemente varía a lo largo del año.

$$\beta_{\text{óptimo}}(n) = \phi - \delta(n) \quad (1.9)$$

Además hay que tener en cuenta que en el hemisferio norte, cuando la latitud es mayor que la declinación hay que inclinar el colector hacia el sur y si no hacia el norte. En el hemisferio sur, ocurre lo contrario.



La radiación total se divide en radiación directa y radiación difusa. Para separar la lectura de ambas componentes recurriremos a la correlación de Orgill y Hollands que calcula la radiación difusa en función del índice de transparencia atmosférica. El índice de claridad o de transparencia atmosférica (k_T) es el cociente entre la radiación sobre la superficie horizontal y la radiación extraterrestre, y nos da una idea de la nubosidad, teniendo un valor mayor cuando esté solado y menor cuando esté nublado.

$$k_T = \frac{I}{I_0} \quad (1.10)$$

La radiación solar extraterrestre (I) se puede calcular conociendo la posición (ϕ), el día del año (δ) y el tiempo solar (ω). Su valor instantáneo es igual a la constante solar corregida multiplicada por el coseno del ángulo de incidencia θ .

Mediante la correlación de Orgill Hollands calculamos la radiación difusa sobre la superficie horizontal según la siguiente expresión.

$$I_d = \begin{cases} (1 - 0.249 \cdot k_t) \cdot I & \text{if } 0 \leq k_t \leq 0.35 \\ (1.557 - 1.84 \cdot k_t) \cdot I & \text{if } 0.35 \leq k_t \leq 0.75 \\ (0.6584 \cdot k_t - 0.3168) \cdot I & \text{if } 0.45 < k_t \leq 2 \\ I & \text{otherwise} \end{cases}$$

Otro parámetro necesario para el cálculo de la radiación total sobre el plano inclinado es la relación entre la radiación sobre la horizontal y sobre la superficie inclinada para la componente directa (R_b). Esta relación puede calcularse geoméricamente como el cociente entre el coseno del ángulo de incidencia solar y el coseno del ángulo acimutal siempre que tengamos radiación directa, es decir, siempre que el valor del ángulo horario (ω) esté comprendido entre el ángulo de salida y el de puesta del Sol para la superficie inclinada (ω_s).

$$R_d = \frac{\cos(\phi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\phi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\phi) \cdot \sin(\delta)} \quad \text{if } -\omega_s < \omega < \omega_s$$

Conocidos estos parámetros, calculamos la radiación sobre la superficie inclinada mediante el modelo isotrópico de Lui-Jordan, según el cual la radiación difusa extraterrestre es igual en todas direcciones y la radiación sobre la superficie inclinada sigue la siguiente expresión:

$$I_{Tilted}(I, I_d, R_b) = (I - I_d) \cdot R_d + I_d \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + I \cdot \rho_t \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right)$$

Los tres sumandos corresponden a la radiación directa, a la radiación difusa y a la radiación reflejada, respectivamente. El término $\left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right)$ es el factor de visión del cielo con que cuenta una superficie inclinada un ángulo β , el término $\left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right)$ es su factor de visión del suelo, y ρ_t es la reflectancia media del terreno que fijaremos en 0,2.

1.5.10. Influencia de la inclinación para la captación solar.

En la Figura 1.9 se observa como varía la radiación captada a lo largo del día por una superficie para diferentes ángulos de inclinación a partir de los datos de radiación del día 27 de junio de 2008 tomados en Leganés, situado a una latitud de 40.31° y orientado hacia el sur.

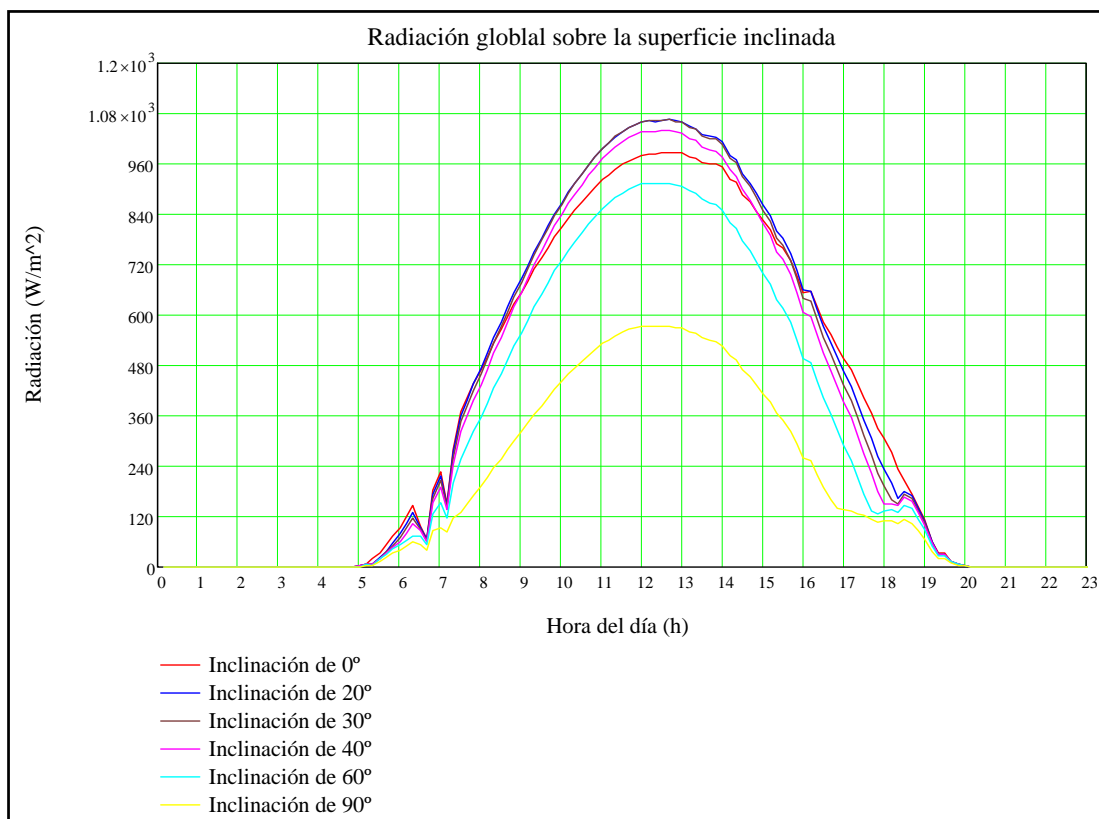


Figura 1.9. Radiación interceptada por una superficie inclinada 0° , 20° , 30° , 40° , 60° y 90° con la horizontal.

Se observa la elección de una inclinación adecuada influye de forma considerable en la radiación interceptada. En la Figura 1.10 se muestra la variación de la radiación total interceptada durante el día y donde se observa que la inclinación con la que mayor radiación se intercepta durante el día 27 de junio es de 20° .

Inclinación	Radiación ($\text{W}\cdot\text{h}/\text{m}^2$)
0°	8441
20°	8739
30°	8592
40°	8254
60°	7054
90°	4268

Figura 1.10. Radiación total interceptada durante el día

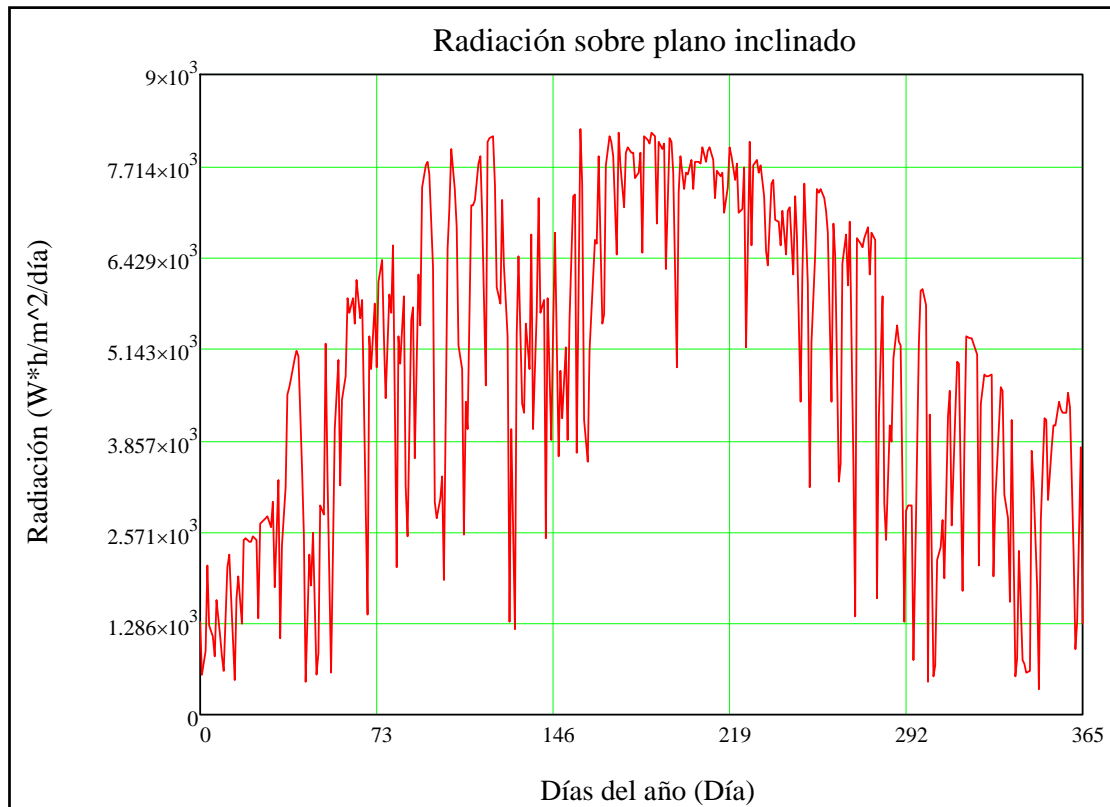
Sin embargo para una buena elección de la inclinación, hay considerar la radiación total interceptada durante todo el año, ya que la inclinación óptima variará en función de la época del año en la que se encuentre.

La radiación mensual sobre planos inclinados de 20°, 30° y 40° se muestra en la Figura 1.11.

	20°	30°	40°
Enero	74.64	81.53	86.56
Febrero	83.87	89.05	92.28
Marzo	152.0	157.2	158.8
Abril	178.8	178.1	173.6
Mayo	165.6	160.8	153.3
Junio	182.5	175.1	164.1
Julio	245.1	236.6	223.0
Agosto	226.8	224.5	217.1
Septiembre	174.0	178.3	178.5
Octubre	120.3	127.4	131.6
Noviembre	104.5	115.4	123.4
Diciembre	82.0	82.7	83.16
Anual	1790.1	1806.7	1758.4

Figura 1.11. Radiación total interceptada mensualmente ($\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$)

La mayor radiación incidente sobre una superficie inclinada para la Latitud de 40.31° Norte, es d 30°, cuya radiación diaria a lo largo del año se muestra en la Figura 1.12.

Figura 1.12. Radiación diaria incidente sobre un plano inclinado de 30° .

CAPÍTULO 2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1. La célula fotovoltaica. El efecto fotoeléctrico

La energía solar fotovoltaica se obtiene por medio del proceso directo de transformación de la energía de la luz solar en energía eléctrica, mediante la utilización de un dispositivo electrónico denominado “célula fotovoltaica”. Esta conversión de energía se produce gracias al fenómeno físico conocido como “efecto fotoeléctrico” que tiene lugar en las células fotovoltaicas.

La luz solar está compuesta por fotones, partículas energéticas que poseen distintas cantidades de energía, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar, cuando los fotones inciden sobre la célula fotovoltaica, pueden ser reflejados, absorbidos, o pasar a través de ella. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Esto ocurre cuando el valor de la energía del fotón supera el valor de la energía que une el electrón al núcleo. A esta cantidad de energía se le llama banda prohibida o gap. De este modo, siempre que un fotón posee mayor energía que el gap, parte de la energía del fotón se utiliza para liberar al electrón del núcleo del átomo y el resto se transfiere al electrón dotándolo de energía cinética. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente de un circuito eléctrico.

La expresión algebraica de la energía de un fotón absorbido como la energía necesaria para liberar un electrón más la energía cinética del electrón emitido es la siguiente.

$$h_f = h_{f_0} + \frac{1}{2} m \cdot v_m^2 \quad (2.1)$$

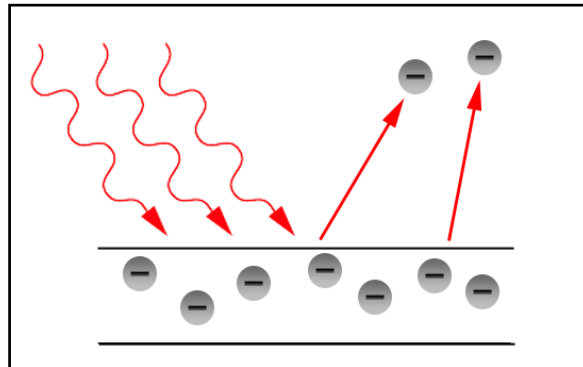


Figura 2.1. Efecto fotoeléctrico [2]

La parte que juega el papel más importante dentro de la célula solar es la capa de semiconductores, ya que es en ella donde se genera la corriente de electrones. Cuando la luz solar incide sobre estos se liberarán electrones que podrán ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Esta es la razón por la que las células fotovoltaicas se fabrican a partir de este tipo de materiales, materiales que actúan como aislantes a bajas temperaturas y como conductores cuando se aumenta la energía incidente sobre ellos.

El silicio es el semiconductor más común utilizado en las células fotovoltaicas. Cuenta con una energía de gap de 1,1 eV. Como el espectro de la radiación solar va desde una longitud de onda de 200 nm hasta 2600 nm, sus energías asociadas son las siguientes:

$$E = h \cdot \nu = h \cdot \frac{c}{\lambda} = 6.26 \cdot 10^{-34} \text{ J} \cdot \text{s} \cdot \frac{300 \cdot 10^6 \text{ m/s}}{0.2 \cdot 10^{-6} \text{ m}} = 9.39 \cdot 10^{-19} \text{ J} = 5.86 \text{ eV}$$

$$E = h \cdot \nu = h \cdot \frac{c}{\lambda} = 6.26 \cdot 10^{-34} \text{ J} \cdot \text{s} \cdot \frac{300 \cdot 10^6 \text{ m/s}}{2.6 \cdot 10^{-6} \text{ m}} = 7.22 \cdot 10^{-20} \text{ J} = 0.4 \text{ eV}$$

Por lo tanto la energía asociada a los fotones varía entre 0.4 y 5.8 eV, de modo que para el silicio solo resultan útiles los fotones cuya energía esté entre 1.1 y 5.8 eV. Aunque estos valores pueden acusarse para otros materiales semiconductores, como el Arsenio de Galio o el Galio-Aluminio, que cuentan con energía de gap superiores al silicio.

El silicio tiene una estructura cúbica con una configuración atómica en la que cada átomo de la red tiene cuatro electrones de valencia. Una característica de los materiales semiconductores es la capacidad de disminuir su resistividad eléctrica si se le añade impurezas o elementos dopantes en concentraciones infinitesimales. Estas impurezas son elementos similares en estructura y valencia química al material del cristal original, que se incluyen dentro de la matriz para que se cuente con un electrón de más o de menos. Las impurezas utilizadas con el silicio son átomos de fósforo, arsénico, boro o galio. El fósforo y el arsénico tienen cinco electrones de valencia, y al sustituir a los átomos de silicio utilizan cuatro para llevar a cabo los enlaces químicos con los átomos adyacentes de silicio, mientras que el quinto estará expuesto a ser estimulado por una fuente externa de energía térmica y separarse del átomo de fósforo, pasando a disfrutar de libertad de movimiento en el interior del retículo del cristal. Con el boro y el galio ocurre lo contrario, poseen tres electrones de valencia, por lo que al sustituir los átomos de silicio, queda sin completar un enlace con los átomos de silicio adyacentes. Este electrón que falta se denomina “hueco” y produce un efecto opuesto, como si se tratase de un electrón positivo.

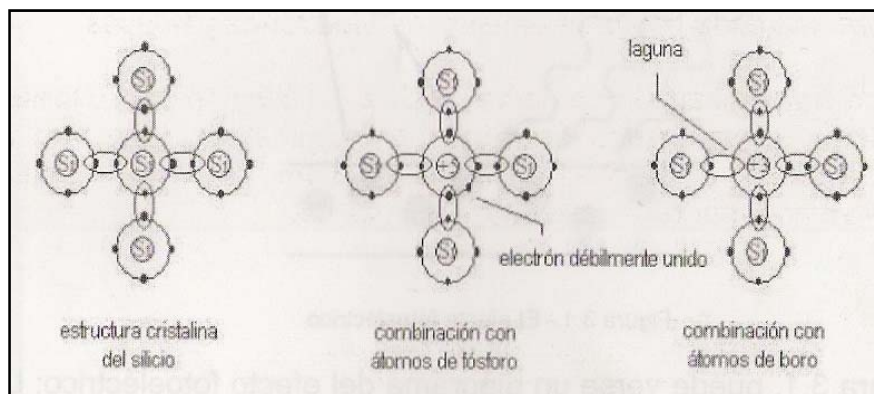


Figura 2.2. Estructura atómica del silicio con y sin impurezas. [2]

Por lo tanto, en el caso de que se produzca el enlace con fósforo o arsénico, los portadores de carga libres poseen potencial negativo y el material es llamado semiconductor de “tipo n”. Mientras que si son átomo de boro o galio, los portadores y el material es llamado semiconductor de “tipo p”. Y que al unir ambos semiconductores forma lo que se denomina diodo o enlace “p-n”.

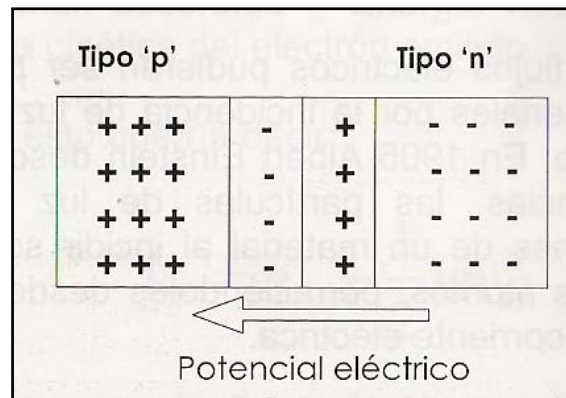


Figura 2.3. Potencial eléctrico. [2]

Así, cuando un fotón incide sobre el semiconductor, como consecuencia del efecto fotoeléctrico, se rompen los enlaces químicos y se genera una corriente eléctrica, con un valor variable según la temperatura ambiente, que reconducirá el movimiento de electrones en la dirección y sentido de la unión $p-n$.

La célula fotovoltaica es en definitiva esto, un semiconductor con dos regiones tratadas artificialmente que poseen concentraciones de electrones diferentes, es decir, una unión $p-n$, donde la parte iluminada es la tipo n y la no iluminada será la tipo p , y en la que al incidir la radiación, se puede extraer la energía eléctrica mediante contactos metálicos en cada una de las caras, que se utilizará para alimentar una carga.

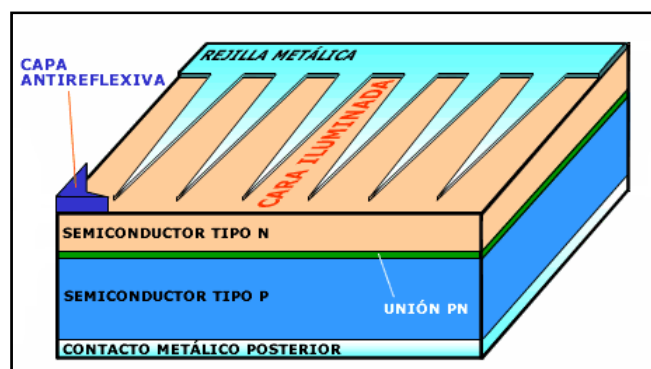


Figura 2.4. Estructura de una célula solar.

2.2. Tipos de células fotovoltaicas

La mayoría de las células solares están constituidas de silicio mono o poli cristalino. Las células solares de silicio mono cristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un baño de silicio fundido, este tipo de células son las más utilizadas en la tecnología solar y la más comercializada ya que su rendimiento es el mayor de todos los tipos de células solares

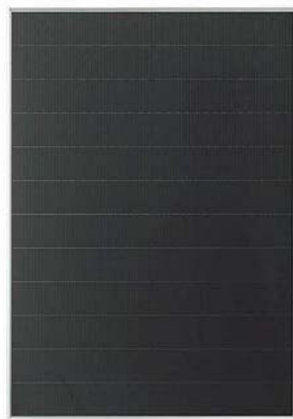
siendo éste de entre el 15% y el 18%. Debido a su alto coste, una alternativa es el silicio poli cristalino, mucho más barato de fabricar ya que está formado por un conjunto de estructuras macro cristalinas de silicio, además su rendimiento es bastante próximo al de las células mono cristalinas, en torno al 12% y 14%. Por último existe otra familia de células solares constituidas de silicio amorfo que aparecen debido a que la fabricación de células solares de silicio cristalino sigue siendo muy alta, la fabricación de este tipo de células es mucho más simple y por lo tanto son mucho más baratas pero aunque tienen un buen comportamiento ante agentes externos, se degradan más rápidamente y su rendimiento es bastante inferior al de las células cristalinas, inferior al 10%.^[1]



Silicio mono cristalino



Silicio poli cristalino



Silicio amorfo

Figura 2.5. Tipo de células fotovoltaicas según el tipo de silicio que la compone.

2.3. Los módulos fotovoltaicos

Una célula fotovoltaica genera un voltaje de circuito abierto en torno a los 0,6 V y una corriente de cortocircuito que depende del área de célula (≈ 3 A para un área de 100 cm^2). Debido a su pequeña potencia, las células se asocian en serie y en paralelo en módulos fotovoltaicos, que además aportan un soporte rígido y una protección contra los efectos ambientales.

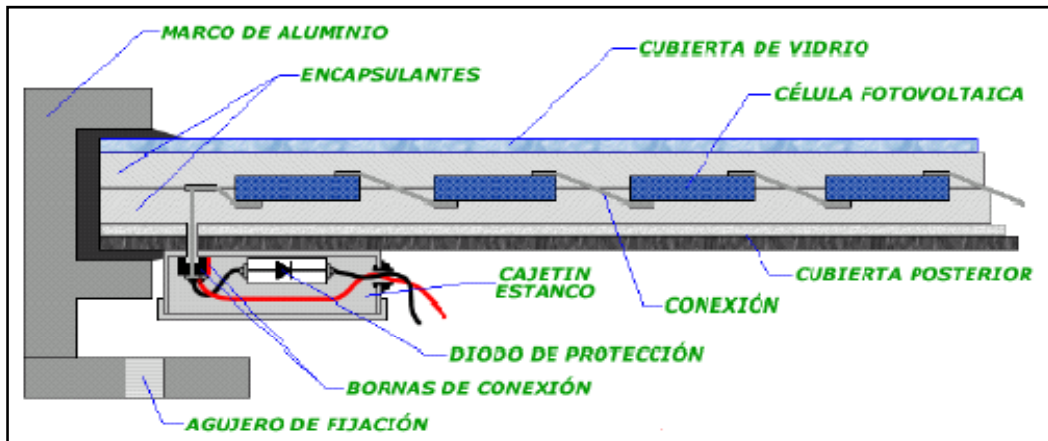


Figura 2.6. Componentes de un panel fotovoltaico [3]

Y cuando un solo módulo fotovoltaico no cubre la potencia demandada podrán asociarse varios módulos fotovoltaicos en serie y paralelo, dependiendo si es la tensión o la corriente lo que no se satisface.

2.4. Curva I-V

Todo generador tiene una curva típica para la potencia de salida en función de la corriente de carga. El panel fotovoltaico no escapa a esta regla. La curva I-V de un panel FV proporciona la relación entre tensión y corriente, ya que asocia los valores de V e I para diferentes cargas. La potencia de salida para una dada condición de trabajo está dada por el producto de los valores de I y V correspondientes.

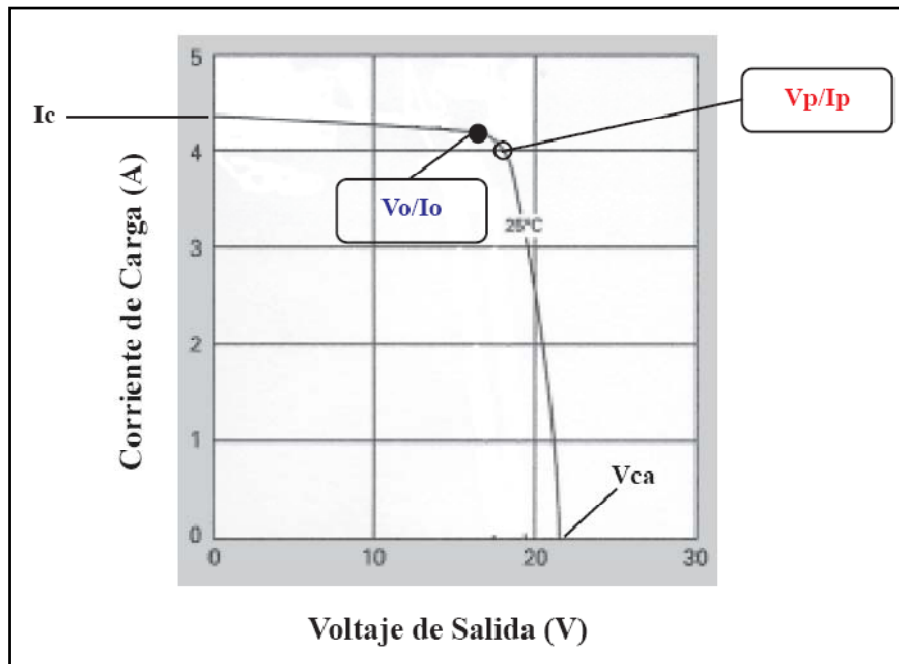


Figura 2.7. Curva I-V de un panel FV a una temperatura de célula de 25°. [2]

Los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que se muestran en la curva I-V son los siguientes:

- Corriente de cortocircuito (I_c): es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.
- Tensión de circuito abierto (V_{ca}): es la máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel y dichos bornes están al aire.
- Punto de máxima potencia (I_p , V_p): es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.
- Factor de forma (FF): Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de máxima potencia (I_p) y la tensión de máxima potencia (V_p). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles.
- Eficiencia y rendimiento (η): es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Dependiendo de la tecnología utilizada a la hora de la fabricación del panel puede llegar hasta el 18%.

2.4.1. Factores que afectan a la curva característica del generador

En la Figura 2.6 se representa la curva I-V para unas condiciones de trabajo constantes de temperatura ambiente (temperatura de la célula, $T_c = 25^\circ\text{C}$) y de irradiación ($G = 1\text{KW}/\text{m}^2$). Sin embargo, en la realidad estas variables no son ideales, lo cual produce variaciones en estas curvas y en la potencia de salida de un panel fotovoltaico.

2.4.2. Influencia de la intensidad de iluminación (irradiancia).

Cuando varía la irradiancia incidente, varía también la generación de portadores, dando como resultado un cambio en la corriente y en el voltaje de salida. Se puede considerar que la corriente de cortocircuito varía linealmente con la irradiancia, mientras que el voltaje de circuito abierto se ve menos afectado siguiendo una dependencia logarítmica. Estas consideraciones son válidas para variaciones de irradiancia a temperatura constante.

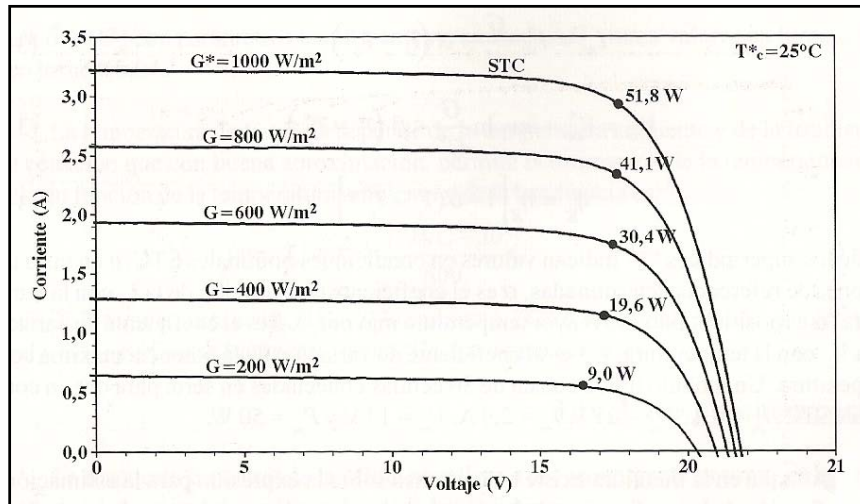


Figura 2.8. Influencia de la irradiancia en la curva I-V de un módulo FV. Se presentan las curvas I-V a varios niveles de irradiancia, G, para una temperatura de célula $T_c = 25^\circ\text{C}$. Se indica la potencia en el punto de máxima potencia. [3]

2.4.3. Influencia de la temperatura de la célula fotovoltaica.

La temperatura de la célula se ve afectada por los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento. La siguiente expresión indica cómo afecta dichos factores a la temperatura de trabajo de la placa. [2]

$$T_c = \frac{G}{G^*} \cdot (T_1 \cdot e^{b \cdot v_v} + T_2) + T_a + \frac{G}{G^*} \cdot \Delta T \quad (2.2)$$

Donde,

- G es la irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico.
- T_c es la temperatura de célula ($^\circ\text{C}$).
- T_a es la temperatura ambiente ($^\circ\text{C}$).
- G^* es la irradiancia en STC, $G^* = 1 \text{ kW/m}^2$.
- v_v es la velocidad del viento (expresada en m/s si G está en W/m^2 y T_c en $^\circ\text{C}$).
- ΔT , T_1 , T_2 y b son parámetros empíricos para el tipo de módulo y el tipo de instalación. Los valores típicos para aplicaciones de conexión a red se indican en la Tabla 2.1.

Tipo de módulo	T_1	T_2	b	ΔT
Vidrio/Vidrio	25.0	8.2	-0.112	2.0
Vidrio/Tedlar	19.6	11.6	-0.223	3.0

Tabla 2.1. Parámetros del cálculo de la temperatura de la célula.

En las siguientes figuras se muestran las condiciones de temperatura exterior y velocidad media del viento para el año 2008 aportadas por La Planta Experimental de Energía Solar (CSIC) de Arganda del Rey (40º 17' latitud Norte), a partir de las cuales se obtienen la temperatura a la que trabajaría las células de un módulo fotovoltaico, representadas en la Figura 2.12.

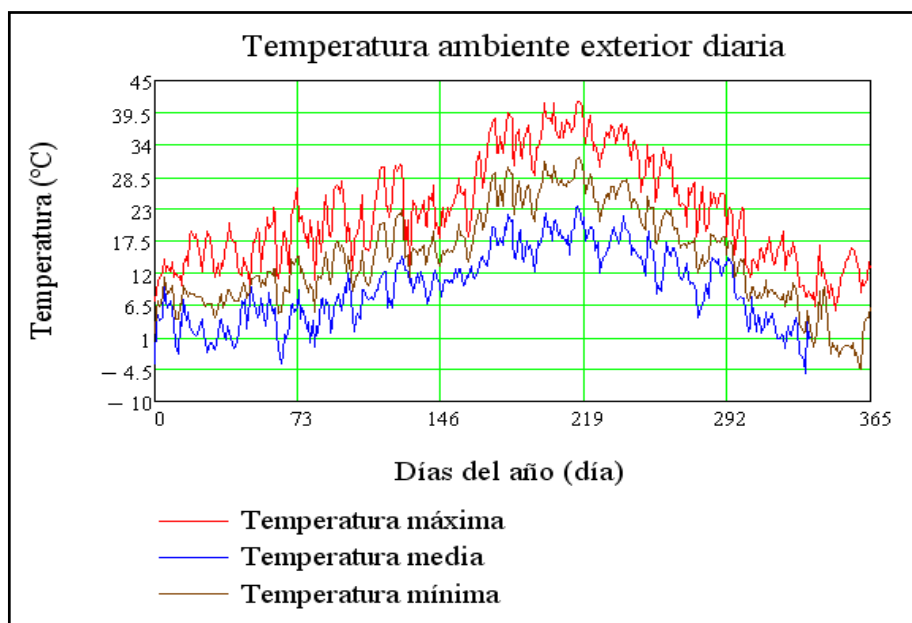


Figura 2.9. Temperatura máxima, media y mínima diaria del año 2008

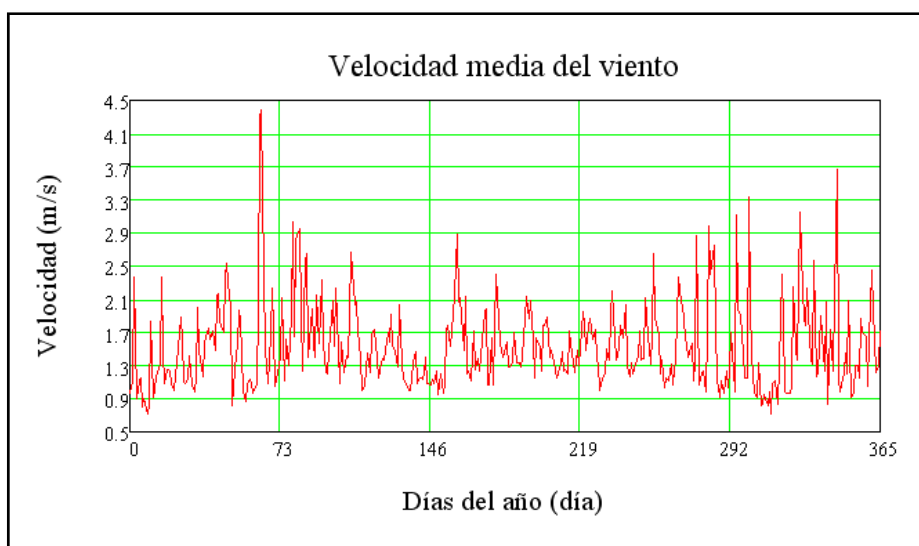


Figura 2.10. Velocidad media diaria del año 2008

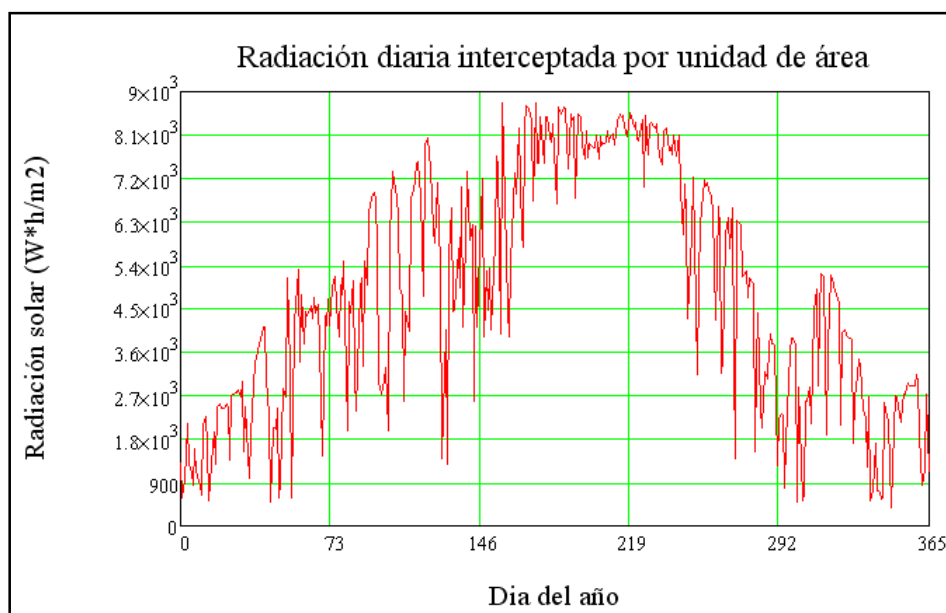


Figura 2.11. Radiación diaria interceptada por un plano inclinado durante el año 2008.

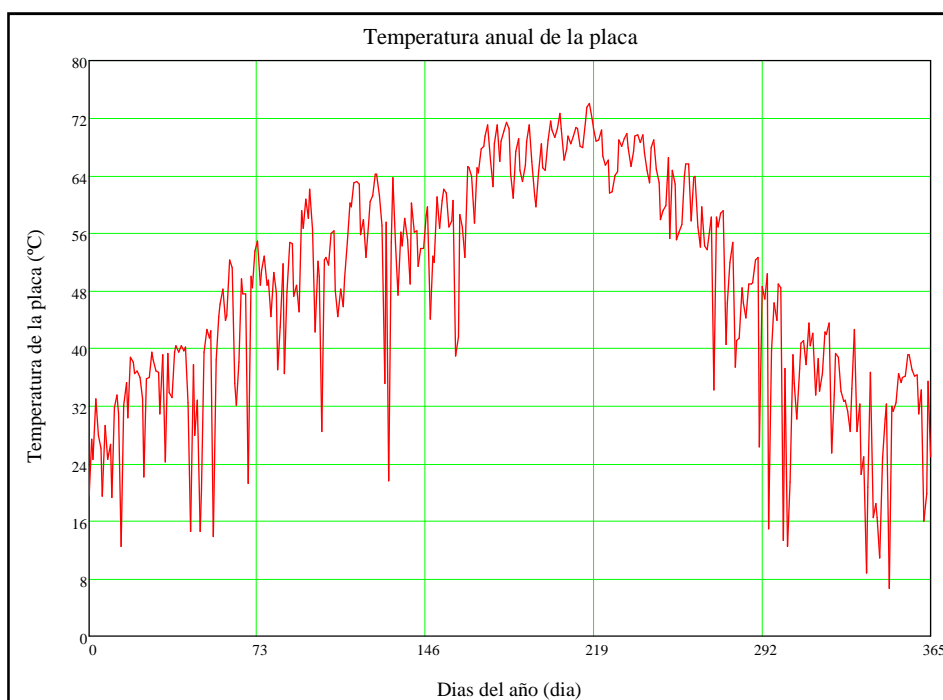


Figura 2.12. Temperatura media diaria de un panel inclinado 30°, orientación sur y a 40,31° Norte.

Se observa que para un elevado número de días la temperatura de trabajo del panel supera los 25°C, especialmente durante los días centrales, correspondientes a los meses de verano, donde se alcanzan las temperaturas máximas, que alcanzan hasta los 75°C.

El principal efecto del aumento de la temperatura de trabajo de una célula fotovoltaica, es una considerable reducción del voltaje de circuito abierto. La corriente de cortocircuito por el contrario experimenta un aumento, que en proporción, es mucho menor. El efecto global es que la potencia del panel disminuye al aumentar la temperatura de trabajo del mismo.

En la Figura 2.13 se observa las variaciones de la curva característica para diferentes temperaturas de funcionamiento de una célula fotovoltaica cualquiera.

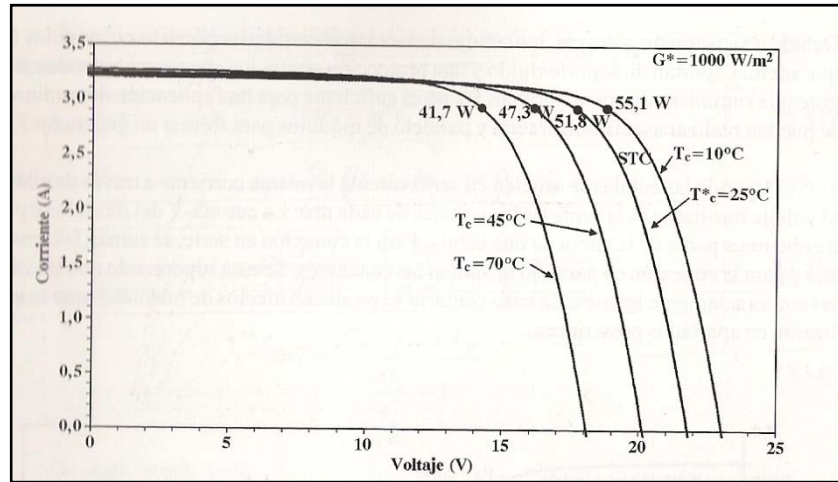


Figura 2.13. Influencia de la temperatura en la curva I-V de un módulo FV.

Se presentan las curvas para una irradiancia $G=1\text{kW/m}^2$ y temperaturas de célula, $T_c=10^\circ\text{C}$, 25°C , 45°C y 70°C . Se indica la potencia en el punto de máxima potencia. [3]

La variación de los parámetros de célula es diferente para cada tecnología y para cada fabricante.

Existen tres coeficientes de temperatura, facilitados por el fabricante, que representan las variaciones de los parámetros fundamentales de la curva I-V.

Las expresiones (2.3), (2.4) y (2.5) indican las variaciones de la corriente de cortocircuito, del voltaje de circuito abierto y del rendimiento del generador fotovoltaico en función de dichos coeficientes de temperatura. [3]

$$I_c = I_c^* \frac{G}{G^*} + \alpha(T_c - T_c^*) \quad (2.3)$$

$$V_{ca} = V_{ca}^* + m \cdot \frac{k \cdot T_c}{q} \ln \frac{G}{G^*} - \beta(T_c - T_c^*) \quad (2.4)$$

$$\eta_g = \eta_g^* \left[1 - \delta(T_c - T_c^*) \right] \quad (2.5)$$

Donde,

- Los superíndices “*” indican valores en condiciones nominales STC.
- α es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito ($\text{A}/^\circ\text{C}$).
- β es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto ($\text{V}/^\circ\text{C}$).
- δ es el coeficiente de temperatura de la potencia máxima ($\%/^\circ\text{C}$).
- m es el factor de idealidad del diodo. Su valor varía entre 1 y 1,2 para células de Silicio cristalino.
- k es la constante de Boltzman ($k = 1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J / K}$).
- q es la carga del electrón ($q = 1.602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$).

Estas expresiones reproducen los valores característicos de las condiciones reales con bastante precisión (error inferior al 2%) para valores de irradiancia superiores a 200 W/m². Para bajos niveles de irradiancia (20W/m² < G < 200W/m²) el ajuste de estas expresiones se puede mejorar ligeramente considerando que el factor de idealidad del diodo, m , varía con la irradiancia del siguiente modo:

$$m = m_0 \cdot \left[1 - m_1 \cdot \ln\left(\frac{G}{G^*}\right) \right]$$

El cálculo de la temperatura de la célula está en función de las condiciones climatológicas ambientales, como la temperatura ambiente

2.5. Potencia producida por el generador fotovoltaico

Existe una función que nos permite calcular la potencia producida por el generador fotovoltaico en función de la radiación recibida y de la temperatura de la placa. A partir de los datos horarios de la temperatura ambiente y de irradiancia solar incidente, la potencia P_m , en el punto de máxima potencia de un generador FV se obtiene a partir de la expresión (2.6):^[3]

$$P_m = P_m^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot [1 - \delta \cdot (T_c - T_c^*)] \quad (2.6)$$

Donde,

- P_m^* es la potencia nominal en condiciones estándar, STC (W).
- G es la irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico (W/m²).
- G^* es la irradiancia en STC, $G^* = 1 \text{ kW/m}^2$.
- T_c es la temperatura de célula (°C).
- T_c^* es la temperatura en STC, $T_c^* = 25^\circ\text{C}$.
- δ es el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia (%/°C).

2.5.1. Análisis diario de la influencia de la temperatura.

En este apartado se calcula la potencia producida por un panel de la marca Kyocera, modelo KD210GH-2PU de 210 W_p (Anexo 1) durante el año 2008, inclinado 30° y situado a una latitud de 40° Norte.

La radiación diaria captada durante distintos días del año 2008 se muestra en la Figura 2.14.

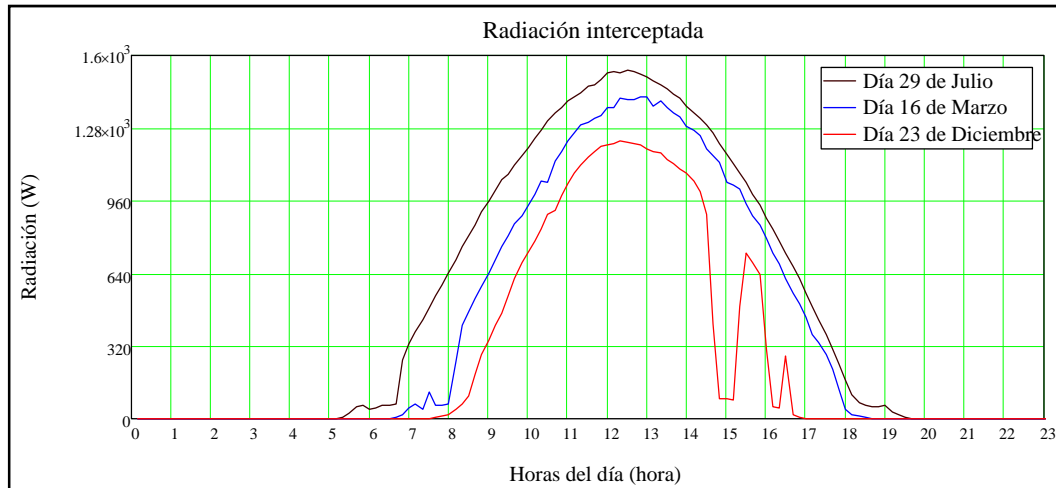


Figura 2.14. Radiación captada por un panel durante los días 19 de Julio, 15 de Marzo y 23 de Marzo.

Y la potencia eléctrica proporcionada por dicho panel en cada instante del día:

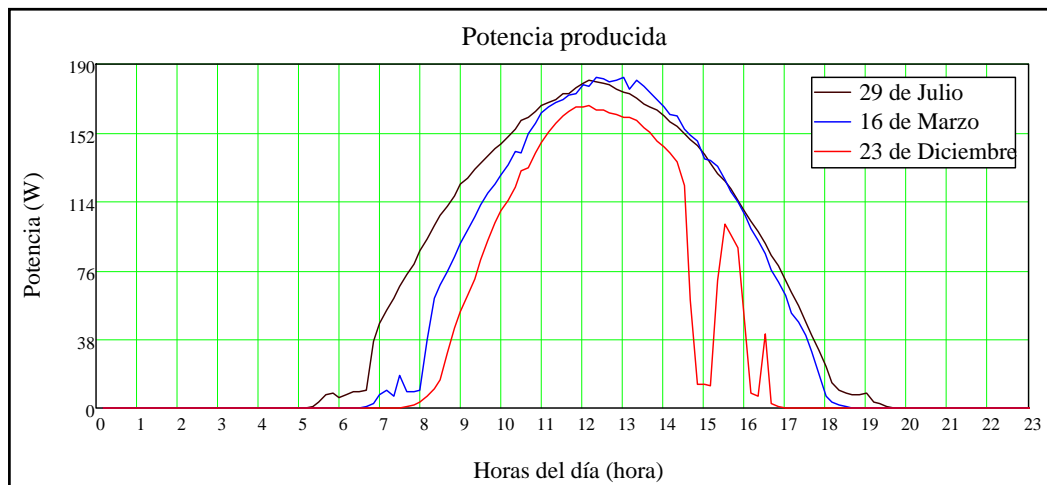


Figura 2.15. Potencia entregada por un panel durante los días 19 de Julio, 15 de Marzo y 23 de Marzo.

Se observa como para los días de los meses de marzo y julio no hay tanta diferencia en la potencia producida como lo hay en la radiación captada, incluso llega a superar la potencia producida en marzo a la de julio en algunos momentos del día, esto es un claro ejemplo de la influencia de la temperatura de trabajo de la célula. Con el cálculo del rendimiento para cada día se observa este efecto con mayor claridad.

Si definimos el rendimiento diario de la placa fotovoltaica como el cociente entre la potencia eléctrica total producida y la radiación total captada a lo largo del día, se obtienen los siguientes valores para los días considerados.

$$rend_{29\text{ julio}} = 0.122$$

$$rend_{16\text{ marzo}} = 0.133$$

$$rend_{23\text{ diciembre}} = 0.14$$

Se observa que el mejor rendimiento se consigue para el mes de diciembre, mes cuya temperatura ambiente es inferior, y por tanto cuya temperatura de trabajo también lo es.

2.5.2. Análisis anual de la influencia de la temperatura.

A modo analítico, en el siguiente gráfico se observa como varía la producción energética suponiendo una temperatura de la placa constante a lo largo de todo el año. El panel fotovoltaico analizado es el modelo KD210GH-2PU, de la marca Kyocera de 210 Wp, cuyas características se encuentran en el Anexo 1.

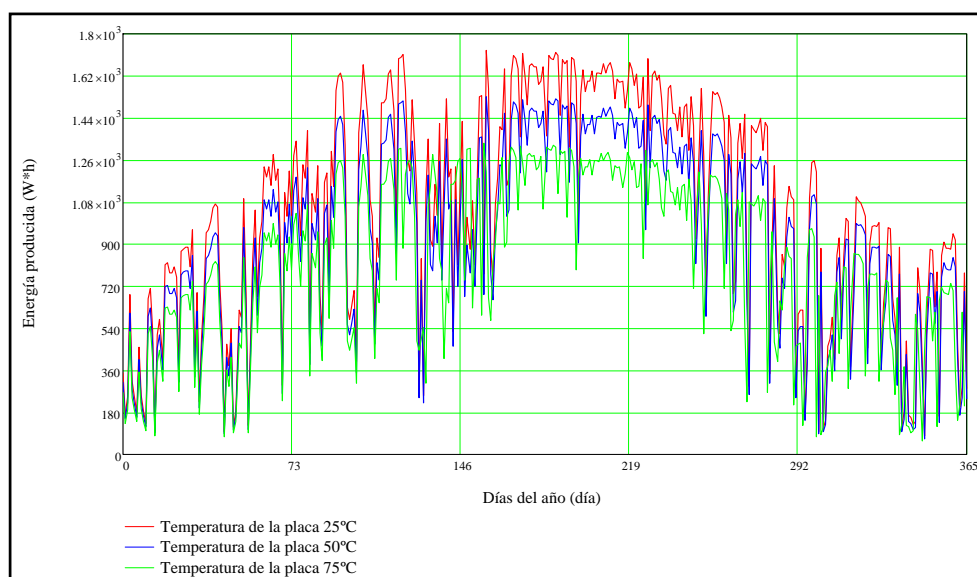


Figura 2.16. Influencia de la temperatura en la producción eléctrica anual.

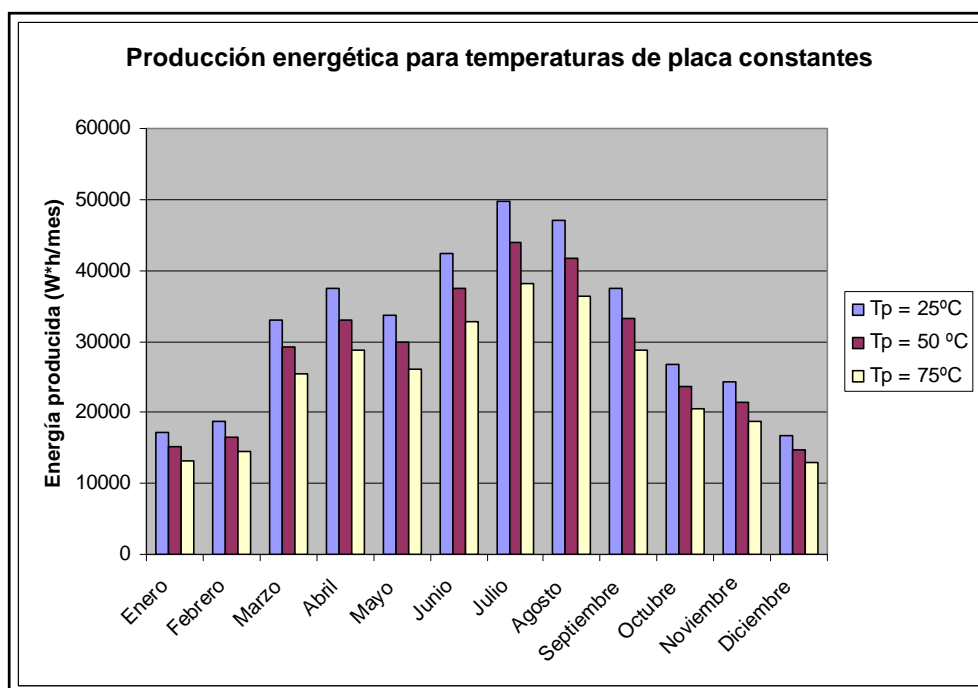


Figura 2.17. Comparativa de la producción mensual para diferentes temperaturas de trabajo

Evidentemente estas condiciones no son reales, pues para los meses de invierno difícilmente la placa alcanza temperaturas de 50°C y mucho menos de 75°C.

Una comparación más realista se realiza a continuación, donde se compara la producción para la temperatura real de la placa, según las condiciones climatológicas anteriormente descritas, con la producción de una placa que se mantiene a una temperatura de 25°C.

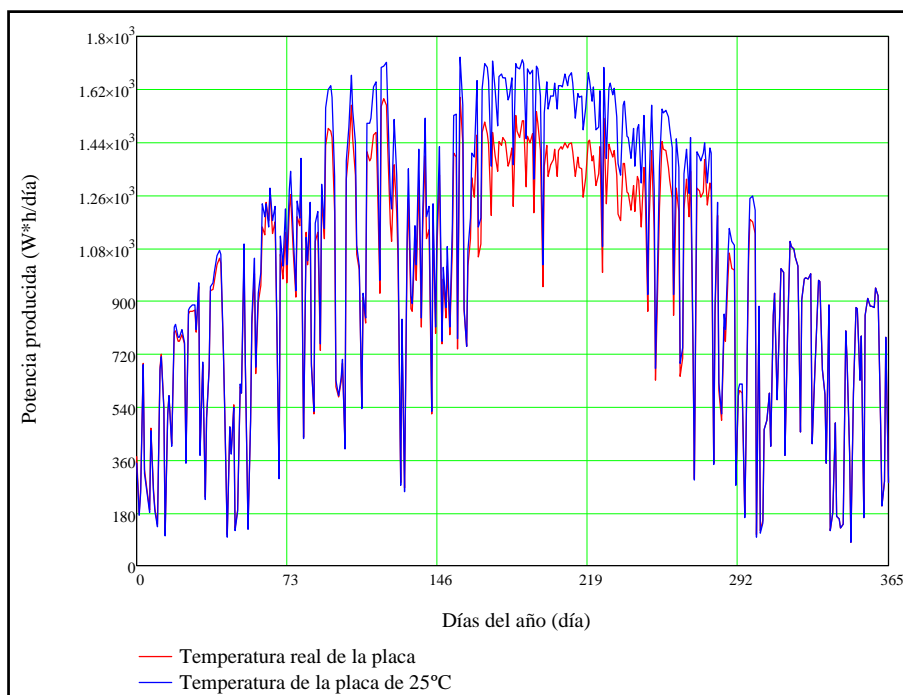


Figura 2.18. Potencia eléctrica diaria producida por un panel KD210GH-2PU de Kyocera de 210 Wp a la temperatura real de las células fotovoltaicas y a una temperatura de constante de 25°C.

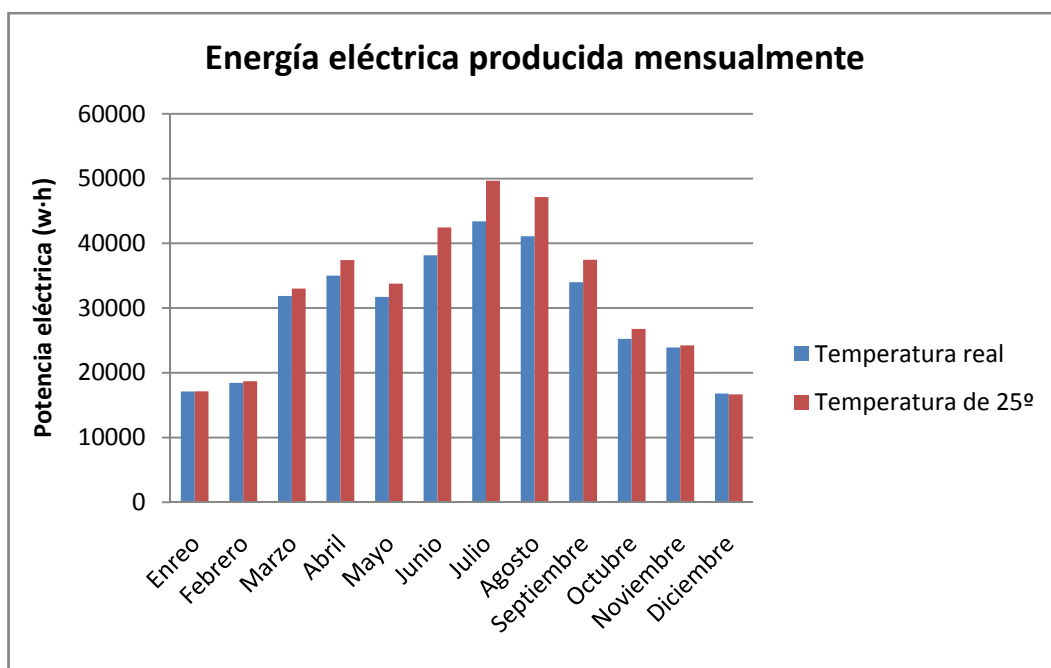


Figura 2.19. Potencia eléctrica mensual producida por un panel KD210GH-2PU de Kyocera de 210 Wp a la temperatura real de trabajo y a una temperatura constante de 25°C.

En Figura 2.19 se observa que la producción para los meses invernales es prácticamente la misma, esto se debe a que durante estos meses la temperatura de la placa difícilmente alcanza temperaturas elevadas, debido a las menores radiaciones y a las condiciones climatológicas que estos meses sufren.

Entonces, si lográsemos mantener una temperatura de trabajo constante de 25°C a lo largo de todo el año se aumentaría la producción energética de forma considerable, especialmente durante los meses de verano, donde se alcanzan aumentos de hasta el 15% en los meses de julio y agosto. Y un aumento de la producción anual, en torno al 8%.

2.6. Tipos de sistemas fotovoltaicos.

El generador fotovoltaico genera energía eléctrica en corriente continua, que es tratada para su utilización y aprovechamiento, y dependiendo de las condiciones de la instalación se hará de una manera o de otra. Hay dos tipos de sistemas fotovoltaicos, los sistemas aislados y los conectados a red.

Los sistemas aislados son sistemas diseñados para abastecer energéticamente viviendas aisladas, es decir, que se encuentran alejadas de la red eléctrica. Se caracteriza por estar provisto de acumuladores de energía para abastecerlos con el exceso de energía producida que no es consumida en el instante de ser producida.

Sistemas conectados a red por el contrario inyectan la producción de electricidad mediante su tratamiento adecuado a la red eléctrica. Este tipo de sistema es el tratado en este proyecto por lo que se explica más ampliamente a continuación.

2.7. Sistema conectado a la red

En el sistema fotovoltaico de conexión a red intervienen los siguientes elementos:

- Sistema de captación. Está formado básicamente por los módulos fotovoltaicos, que captan la energía solar para convertirla en energía eléctrica generada en corriente continua.
- Adecuación de la corriente. Puesto que la corriente continua generada no se puede inyectar directamente a la red se deberá adecuar para ser inyectada en la misma. Esta función la lleva a cabo un inversor de corriente.
- Almacenamiento y apoyo. Al estar conectada a la red, esta será la que absorba y almacene la energía eléctrica generada en exceso, y la que genere el defecto de energía que la instalación fotovoltaica no sea capaz de producir.
- Sistema de control. Controla la operación de todo el sistema fotovoltaico. Está formado por contadores, el cuadro de protección...

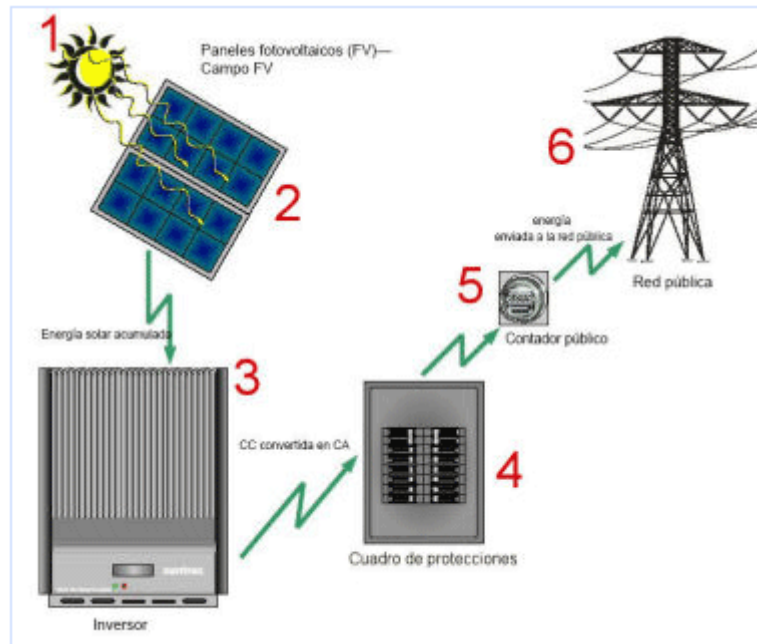


Figura 3.12. Componentes de una instalación fotovoltaica.

El funcionamiento del sistema comienza con la captación de la energía solar del conjunto de paneles conectados entre sí, que forman el generador fotovoltaico, para transformarla en electricidad en corriente continua.

El principio de funcionamiento es el siguiente:

- La energía solar incide sobre el generador fotovoltaico.
- Los módulos solares generan electricidad en corriente continua.
- La corriente continua, que suministra el generador solar fotovoltaico, pasa por las protecciones eléctricas hasta el inversor. El control del inversor se encuentra conectado al generador solar y a la red.
- El inversor fotovoltaico de conexión a la red es el encargado de proporcionar corriente alterna senoidal, a partir de la energía en corriente continua entregada por los módulos solares fotovoltaicos. La energía que entrega este inversor está sincronizada con la existente en la red de abastecimiento.
- Dicha energía, si no se consume en el mismo sitio donde esté la instalación, es inyectada en frecuencia y fase a la línea de distribución eléctrica existente. De ésta forma queda disponible para otros consumidores.
- La energía eléctrica inyectada por la instalación fotovoltaica es registrada por un contador independiente.
- El funcionamiento del sistema solar se realiza de forma completamente automática, tanto para su puesta en marcha como para su parada.
- Al amanecer, los dispositivos de control del sistema miden la potencia disponible en el generador fotovoltaico. Una vez alcanzado el nivel mínimo de funcionamiento, el inversor arranca y comienza la generación de corriente.
- Al anochecer, cuando se detecta un nivel de potencia del generador inferior al mínimo con el que puede funcionar, el equipo se desconecta hasta el siguiente amanecer.

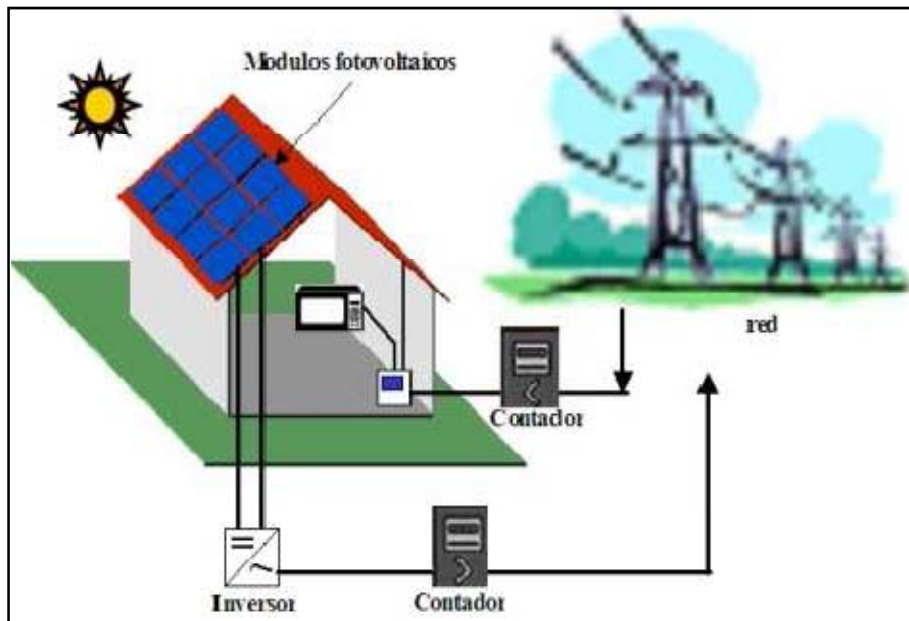


Figura 2.20. Instalación fotovoltaica conectada a red.

2.7.1. Pérdidas energéticas

A parte de las pérdidas por el aumento de la temperatura calculadas anteriormente, se deben tener en cuenta otras pérdidas para la estimación de la energía eléctrica conectada a la red.

- *Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.* Los módulos FV obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, *STC*, presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo FV de potencia nominal, P^* , está dentro de una banda que oscila entre $P^* \pm 3\%$, $P^* \pm 5\%$ o $P^* \pm 10\%$. Lamentablemente en algunas ocasiones suele acontecer que la potencia de cada uno de los módulos FV se sitúa dentro de la banda inferior de potencias garantizadas por el fabricante. Esto es, la potencia real suministrada por el fabricante, entendida como la suma de las potencias de cada uno de los módulos que componen el generador FV, de una instalación de 1kWp nominal cuyo fabricante garantice el $\pm 10\%$ debería ser cualquier valor entre 0.9 kWp y 1.1 kWp. Sin embargo, en general, se sitúa entre 0.9 kWp y 1 kWp.

- *Pérdidas de "mismatch" o de conexionado.* Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador FV es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos FV que lo componen. Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos FV, así como la utilización de diodos de "bypass".

- *Pérdidas por polvo y suciedad.* Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador FV por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV. Cabría destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador FV y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de “mismatch” y a las pérdidas por formación de puntos calientes.
- *Pérdidas angulares y espectrales.* La potencia nominal de un módulo FV suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de 1000 W/m^2 de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante en la operación habitual de un módulo FV ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 0° implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. Por otro lado los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las 4 células FV dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.
- *Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado.* Tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.
- *Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor.* El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador FV (p.e. la utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador FV dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación).
- *Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV.* El inversor fotovoltaico de conexión a red opera directamente conectado al generador FV y tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV (éste punto de máxima potencia cambia con la irradiancia y la temperatura) cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes. Se puede caracterizar al inversor por una curva de rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia definida como el cociente entre la energía que el inversor es capaz de extraer del generador FV y la energía que se extraería en un seguimiento ideal. Un problema adicional puede surgir cuando hay sombras sobre el generador FV. En este caso puede haber escalones en la curva IV y el inversor operar en un punto que no es el de máxima potencia.

- *Pérdidas por sombreado del generador FV.* Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de “mismatch” a las que puedan dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: los tiempos de paradas del inversor por mantenimiento, averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos FV a bajas irradiancias, etc...

En la Figura 2.15 se representa el gráfico dado por La Asociación de la Industria Fotovoltaica de los porcentajes de potencia útil y de pérdidas.

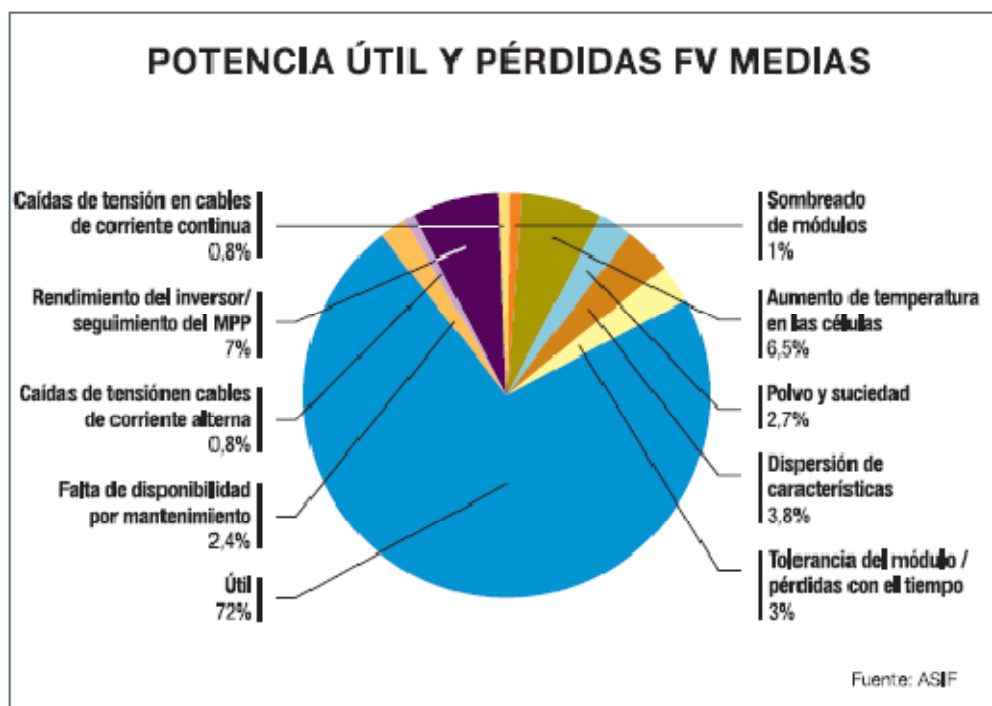


Figura 2.21. Distribución de pérdidas según ASIF.

Los datos aportados por este gráfico son orientativos, pues pueden sufrir variaciones debido a que cada instalación está sujeta a unas condiciones determinadas. Así por ejemplo las pérdidas para el aumento de temperatura en las células se estiman en el 6,5 %, sin embargo, como se ha calculado anteriormente, para una instalación en Leganés, con las condiciones climáticas de 2008, las pérdidas anuales por aumento de temperatura alcanza casi el 8 %.

2.7.2. Parámetros característicos

- Productividad de referencia o *Refernce Yield* (Y_r):

Se define como el cociente entre la irradiación solar incidente sobre el generador a lo largo de cierto periodo de tiempo, $G_{inc,\tau}$ expresada en kWh/m², y la irradiancia en condiciones estándar ($G_{stc} = 1 \text{ kWh/m}^2$).

$$Y_r = \frac{G_{inc,\tau}}{G_{stc}} \quad (2.7)$$

- Productividad del generador FV o *Array Yield* (Y_a):

Se define como la energía producida por el generador fotovoltaico en un periodo de tiempo determinado, $E_{DC,\tau}$ respecto de la potencia nominal instalada, $P_{nom,G}$, expresada por tanto en unidades de kWh/kWp.

$$Y_a = \frac{E_{DC,\tau}}{P_{nom,G}} \quad (2.8)$$

- Productividad final del sistema o *Final Yield* (Y_f):

Se define como la energía útil producida por el sistema fotovoltaico en un periodo de tiempo, $E_{AC,\tau}$ por unidad de potencia nominal instalada, $P_{nom,G}$, expresada en kWh/kWp.

$$Y_f = \frac{E_{AC,\tau}}{P_{nom,G}} \quad (2.9)$$

- Factor de rendimiento total o *Performance Ratio* (PR):

Un valor que se emplea de forma generalizada para medir el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas independientemente de la insolación que reciben. Es un factor adimensional que considera el efecto de todas las pérdidas energéticas de la instalación, anteriormente descritas. El PR es independiente de la localización de la instalación con respecto a la irradiación, sin está afectado por la temperatura de trabajo de los módulos y por tanto de la temperatura ambiente y de las condiciones climatológicas del lugar donde se encuentre.

El Performance Ratio (PR) se puede definir como el cociente de la energía entregada efectivamente a la red, E_{AC} y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas) que recibiese la misma radiación solar.

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G_{inc,\tau}}{G_{stc}} P_{nom,G}} \quad (2.10)$$

Es decir que el PR es el cociente entre la Productividad Final (Y_f) y la Productividad de Referencia (Y_r).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (2.11)$$

Se puede definir también como el cociente entre la diferencia total del sistema, entendida como la energía disponible a la salida del inversor entre la energía incidente en la superficie del generador, y la eficiencia nominal de los módulos fotovoltaicos, proporcionada por los fabricantes.

Según la Asociación de la Industria Fotovoltaica (*ASIF*) el *PR* suele ser del orden del 70%. Análisis realizados por la Agencia Internacional de la Energía (*IEA*) sobre un número importante de instalaciones en todo el mundo muestra que el *PR* puede variar considerablemente de 0.25 a 0.9, con un valor medio de 0.72. Los valores muy por debajo de la media, como pueden ser los cercanos al extremo de 0.25 corresponden a material, diseños o instalaciones de poca calidad. Valores demasiado altos son improbables pues es difícil que los muchos factores que influyen en el rendimiento del sistema se muestren en unos puntos tan favorables, más teniendo en cuenta que muchas de las pérdidas son inevitables para los sistemas fotovoltaicos.

CAPÍTULO 3. DIMENSIONADO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

En este capítulo se especifican los detalles técnicos de una instalación fotovoltaica fija de 1 kWp, 35 m² de superficie y conectada a la red en el municipio de Arganda del Rey, y se analiza la producción energética para las condiciones climatológicas del año 2008.

3.1. Ubicación.

La ubicación de la instalación es el municipio de Leganés cuyas coordenadas son las siguientes:

Latitud: 40º 17' N

Longitud: 3º 26' O

Altitud: 618 msnm

3.2. Descripción general de la instalación

El generador fotovoltaico está formado por 12 paneles marca SHELL SOLAR modelo RSM 95 AC distribuidos en 2 ramales en paralelo de 6 paneles en serie cada uno. La potencia nominal total del generador fotovoltaico es de 1.14 kWp.

Para la conversión de la corriente continua generada por el generador fotovoltaico a corriente alterna para su posterior inyección a la red se utiliza un inversor marca FRONIUS 120-300 cuya potencia de salida es de 1.0 kWac. Este inversor es el más eficiente que cumple con la reglamentación y los rangos de operación necesarios para el correcto funcionamiento de los paneles y su elección se explicará más adelante.

La distribución de los paneles y la elección del inversor se han escogido con la ayuda software PVSyst, como se muestra en el Anexo 2.

3.3. Descripción del generador fotovoltaico

El panel solar RSM 95 AC de SHELL SOLAR está formado por células fotovoltaicas poli cristalinas cuyas especificaciones técnicas se exponen en la Figura 3.1.

Características eléctricas	
Condiciones estándar (STC)	T=25º, G=1000W/m ² , AM=1.5
Corriente de cortocircuito (I_c)	3.10 A
Tensión de circuito abierto (V_{ca})	43.0 V
Potencia nominal (P_n)	95 Wp
Corriente punto potencia máx. (I_{mpp})	2.90 A
Tensión punto potencia máx (V_{mpp})	34.7 V
Máxima potencia (P_{mpp})	98.9 W
Rendimiento del panel	10.3 %
Rendimiento de las células	13.7 %
Factor de forma (FF)	0.742
Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito (α)	0.0004 °C ⁻¹
Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto (β)	-0.0036 °C ⁻¹
Coefficiente de temperatura de la potencia máxima (γ)	-0.45 %/°C
Dimensiones	
Ancho	0.708 m
Longitud	1.326 m
Cantidad de células	72
Superficie bruta del módulo	0.94 m ²
Superficie sensible	0.72 m ²

Figura 3.1. Características técnicas del generador fotovoltaico SHELL SOLAR RSM 90 AC.

Las células están encapsuladas en un cristal de alta transmisión lumínica y capas de EVA (etileno-vinilo-acetato). La capa posterior es un compuesto de Tedlar (Polyvinyl Fluoride Polyester-Polyvinyl Fluoride) que asegura la máxima protección a las agresiones ambientales y optimiza el correcto funcionamiento eléctrico y térmico.

Se incluyen diodos de by-pass por cada cadena de 18 células, para prevenir el sobrecalentamiento de las mismas en caso de sombras parciales.

3.3.1. Orientación e inclinación de los paneles

La orientación e inclinación óptima son aquellas que hagan que la radiación incida lo más perpendicular posible al panel.

Los paneles fijos deben orientarse en dirección sur, en muchos edificios esto no es posible por su propia orientación, sin embargo en este caso no tenemos ningún tipo de restricción por lo que los paneles están orientados en dirección sur.

El cálculo de la inclinación óptima se realiza a partir de los datos de radiación captada para diferentes ángulos de inclinación. Mediante el programa PVsyst V5.06 obtenemos que el ángulo de inclinación óptimo para los 40º de latitud de la ubicación específica es de 30º.

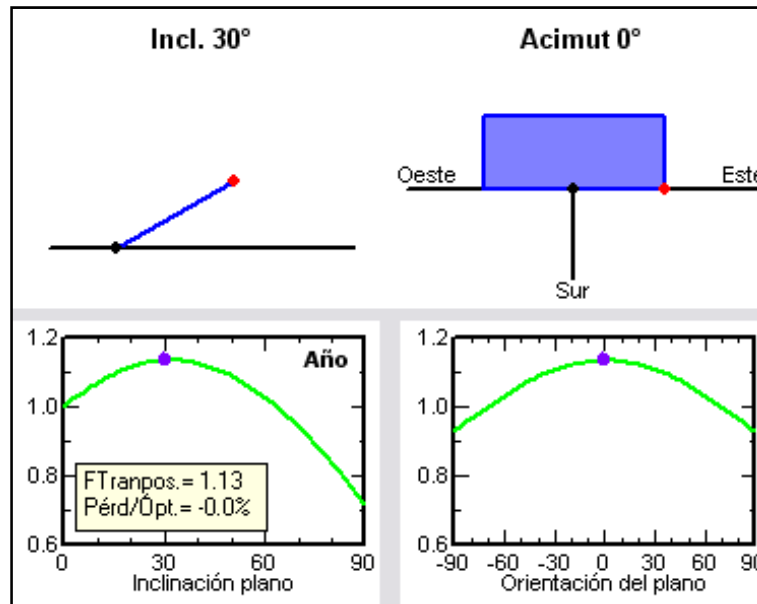


Figura 3.2. Inclinación óptima determinada por PVsyst.

En el apartado 1.5 se demuestra que esta inclinación es la más adecuada para la latitud que estamos tratando.

3.3.2. Distancia entre filas de los paneles y superficie de la instalación.

Para que no se proyecten sombras una fila sobre otra, éstas se deben de colocar, según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, a una distancia mínima “d” medida sobre la horizontal, entre las proyecciones horizontales de los paneles sobre la superficie. Esta distancia se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\text{tg}(61^\circ - \text{latitud})} \quad (3.1)$$

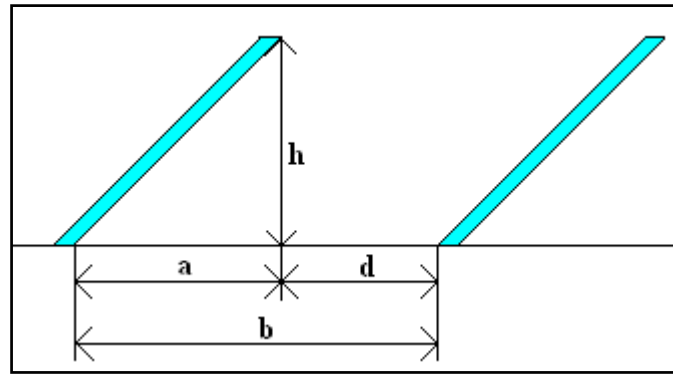


Figura 3.3. Distancia entre paneles.

Por lo tanto la distancia d que debe existir entre los paneles es de 1.7272 m como mínimo.

La superficie total de la instalación se calcula:

$$Superficie_{instalacion} = (a + d) \cdot Ancho_{panel} \cdot N_s \cdot N_p \quad (3.2)$$

Donde,

- N_s es el número de paneles en serie de cada ramal.
- N_p es el número de ramales.

Por lo tanto la superficie mínima de la instalación es 34.5 m^2 .

3.4. El inversor

Los inversores convierten la energía eléctrica de corriente continua producida en los paneles solares fotovoltaicos en corriente alterna monofásica y la inyectan a cada una de las fases de la red de suministro eléctrico.

La electricidad producida por el generador sufre una transformación para asemejarla con las características de la corriente de la red (corriente alterna a 230 V y 50 Hz en España) que se produce en el inversor.

Puesto que la salida de los inversores está conectada a la red eléctrica, el sincronismo con esta es un aspecto fundamental en el funcionamiento del inversor. El control principal lo trata de forma prioritaria, realizando un seguimiento muy sensible a cualquier cambio en la red.

Para conseguir el mejor rendimiento de la instalación, el sistema de control de los inversores trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia (MPPT) de la característica tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos. La situación de dicho punto de máxima potencia es variable, dependiendo de diversos factores ambientales, como variaciones en la radiación solar recibida o por variaciones de la temperatura de los paneles.

Para la elección del inversor adecuado, este debe cumplir tanto las normas establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, como los requerimientos técnicos que imponen los paneles solares. La potencia del inversor suele ser entre un 10% y un 20% menor que la suma de las potencias de todos los módulos fotovoltaicos que constituyen la instalación.

Una vez la electricidad solar ha sido transformada por el inversor, toda la energía producida se inyecta a la red, con las ventajas económicas y medioambientales que esto supone.

El generador fotovoltaico necesita un contador ubicado entre el inversor y la red para cuantificar la energía que se genera e inyecta en la red y otro para cuantificar la energía consumida de la red. El suministro de electricidad al edificio se realizara desde la red eléctrica, con su propio contador, siendo una instalación totalmente independiente y en paralelo con la instalación fotovoltaica.

El inversor debe poseer unas tensiones y corrientes máximas y mínimas que incluyan el rango de tensión y corriente que se tiene a la salida el generador teniendo en cuenta tanto el funcionamiento normal de los paneles solares a la hora de entregar la máxima potencia como el funcionamiento de los paneles solares cuando están sometidos a condiciones de temperatura distintas a las establecidas en las condiciones estándar de medida.

3.4.1. Tensión y corriente en el punto de máxima potencia.

Uno de los puntos a considerar a la hora de la elección del inversor será que esté equipado con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles para así obtener la máxima eficiencia energética del generador, por lo tanto se considerará que en condiciones normales de funcionamiento, se entregará la máxima potencia a una tensión dada en la hoja de características.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico conociendo la disposición de paneles en serie y paralelo a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales vendrá dada al multiplicar la tensión de punto de máxima potencia (V_{mpp}) de cada panel por el número de paneles en serie en cada ramal del generador.

$$V_{mpp,gen} = N_s \cdot V_{mpp} = 12 \cdot 34V = 408V \quad (3.3)$$

Y la corriente que suministra el generador fotovoltaico cuando proporciona la máxima potencia vendrá dada al multiplicar la corriente de punto de máxima potencia (I_{mpp}) de cada panel por el número de paneles en paralelo o ramales.

$$I_{mpp,gen} = N_p \cdot I_{mpp} = 2 \cdot 2.9A = 5.8A \quad (3.4)$$

3.4.2. Variaciones por la temperatura e irradiancia.

Hay que garantizar que para cualquier condición climática, el rango de tensiones a la salida del generador fotovoltaico debe estar dentro del rango de tensiones admisibles a la entrada del inversor. En este sentido hay que tener en cuenta que la tensión (y en menor medida la corriente) a la salida del generador fotovoltaico varía con la temperatura.

Para la estimación de los valores máximos y mínimos de la corriente y de la tensión a la entrada del inversor se consideran las condiciones máximas y mínimas de radiación y temperatura de trabajo. Para una temperatura de la célula en invierno de -3°C y una irradiancia de $100\text{W}/\text{m}^2$ y en verano para una temperatura de trabajo de 75°C y una irradiancia de $1250\text{W}/\text{m}^2$.

$$I_c = I_c^* \frac{G}{G^*} + \alpha(T_c - T_c^*) \quad (3.5)$$

$$V_{ca} = V_{ca}^* + m \cdot \frac{k \cdot T_c}{q} \ln \frac{G}{G^*} - \beta(T_c - T_c^*) \quad (3.6)$$

Donde,

- Los superíndices “*” indican valores en condiciones nominales STC.
- α es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito ($\text{A}/^{\circ}\text{C}$).
- β es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto ($\text{V}/^{\circ}\text{C}$).
- δ es el coeficiente de temperatura de la potencia máxima ($\%/^{\circ}\text{C}$).
- m es el factor de idealidad del diodo. Su valor varía entre 1 y 1,2 para células de Silicio cristalino.
- k es la constante de Boltzman ($k = 1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J} / \text{K}$).
- q es la carga del electrón ($q = 1.602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$).

Para las condiciones de invierno ($T_p = -3^{\circ}\text{C}$, $G = 100 \text{ W}/\text{m}^2$) se producen las siguientes variaciones de la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto del panel fotovoltaico:

$$I_{c,inv} = 0.272 \text{ A}$$

$$V_{ca,inv} = 47.496 \text{ V}$$

Y para el verano ($T_p = 75^{\circ}\text{C}$, $G = 1250 \text{ W}/\text{m}^2$):

$$I_{c,ver} = 3.886 \text{ A}$$

$$V_{ca,ver} = 35.43 \text{ V}$$

Las corrientes de cortocircuito y las tensiones de circuito abierto a la salida del generador son:

$$I_{c,inv,gen} = I_{c,inv} \cdot N_p = 0.543A$$

$$V_{ca,inv,gen} = V_{ca,inv} \cdot N_s = 284.974V$$

$$I_{c,ver,gen} = I_{c,ver} \cdot N_p = 7.772A$$

$$V_{ca,inv,gen} = V_{ca,ver} \cdot N_s = 212.588V$$

Para la estimación de la corriente del punto de máxima potencia a la salida del generador para ambas situaciones se utiliza la siguiente relación:

$$V_{mpp,inv} = \frac{V_{mpp,stc}}{V_{ca,stc}} \cdot V_{ca,inv,gen} = 229.96V$$

$$V_{mpp,ver} = \frac{V_{mpp,stc}}{V_{ca,stc}} \cdot V_{ca,ver,gen} = 171.55V$$

3.4.3. Características del inversor.

En consideración con los datos calculados en el apartado anterior el inversor adecuado para la instalación es el inversor modelo SUNRISE Mini de la marca FRONIUS 120-300, cuyas especificaciones técnicas se detallan a continuación:

DC input side	
Array output	700-1550 Wp
MPP voltage range	120-300 V
Input voltage max. (at 1000W/m ² / -10°C at open circuit)	350 V
Power nom./max	1.1/1.17 kW
AC output side	
Mains voltage	230 V +10/-15 %
Frequency	50 Hz +/- 0.2 Hz
Power nom./max.	1000 / 1050 W
General data	
Efficiency max.	93 %
L x W x H (mm)	335 x 360 x 180

Weight	17 kg
Temperature range	-15 / +50 °C
Degree of protection	IP 20

Figura 3.4. Características técnicas del inversor.

3.5. Estudio energético.

En este primer apartado se estudiará la eficiencia energética y la producción de energía eléctrica a la salida del generador.

Estos cálculos se realizan en base a los datos meteorológicos proporcionados por el Instituto Eduardo Torroja (CSIC), los cuales nos proporcionan información de la velocidad del viento, temperatura ambiente y radiaciones sobre la superficie tomados cada diez minutos durante el año 2008. Estos datos serán tratados para obtener los resultados que se exponen a continuación.

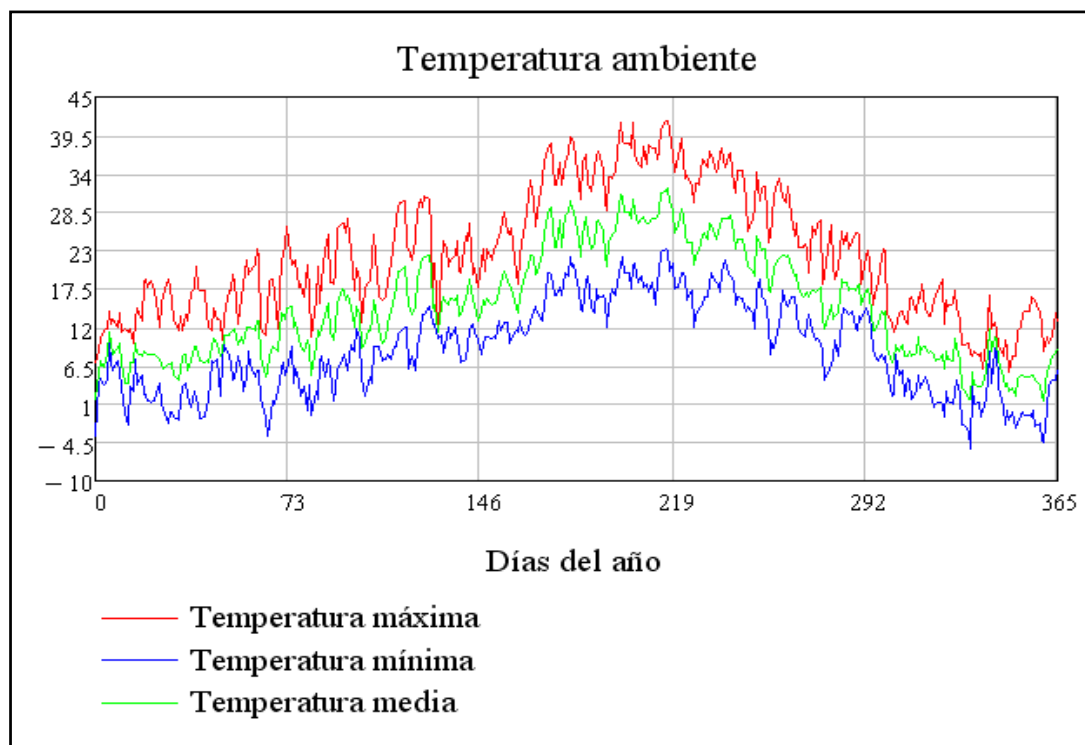


Figura 3.5. Temperatura ambiente máxima, mínima y media diaria.

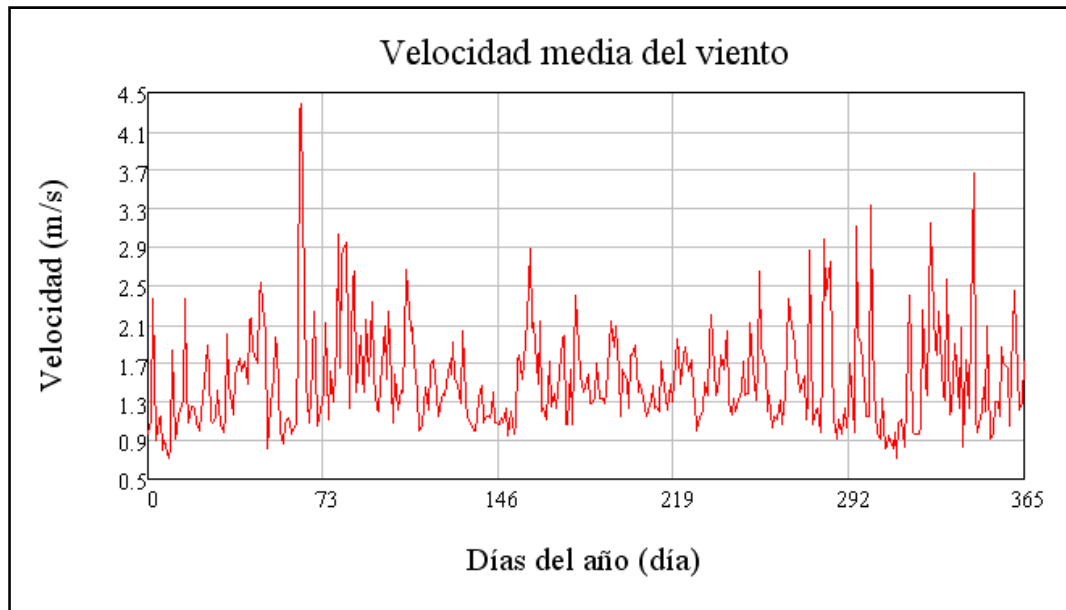


Figura 3.6. Velocidad media del viento.

La radiación captada por el sistema fotovoltaico durante el año 2008.

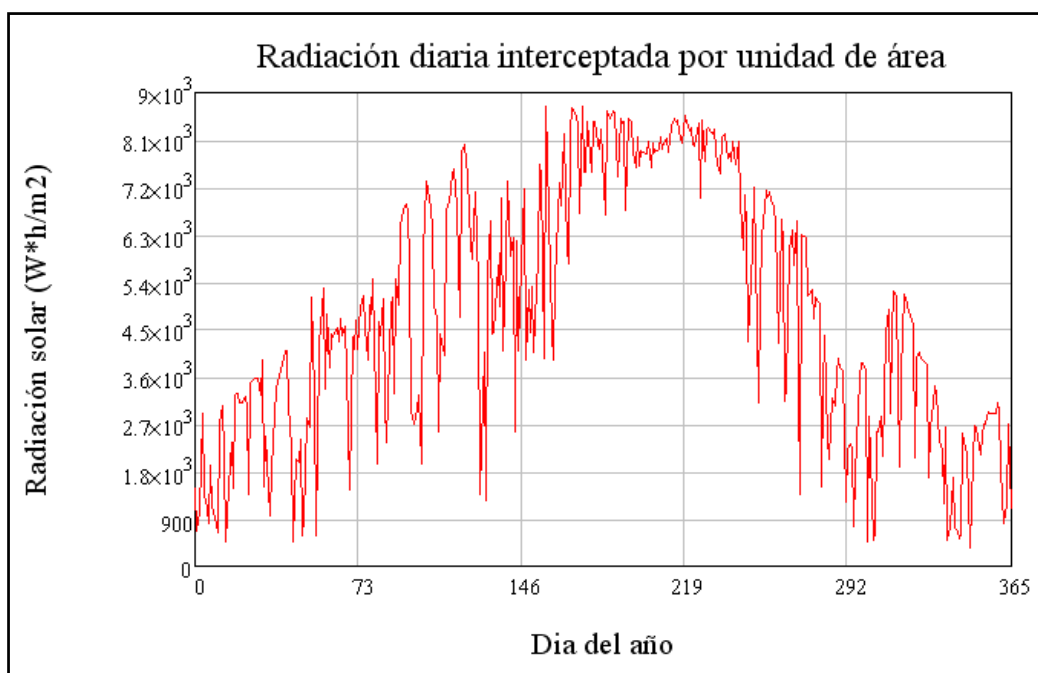


Figura 3.7. Radiación diaria recibida por el plano inclinado por unidad de metro cuadrado.

Mes	Energía solar captada (kW*h/m ²)
Enero	70.05
Febrero	80.12
Marzo	131.76
Abril	168.57
Mayo	165.80
Junio	212.96
Julio	249.24
Agosto	251.27
Septiembre	171.75
Octubre	95.72
Noviembre	107.96
Diciembre	58.60
Total	1763.81

Calculamos la producción energética a la salida del generador en función de la radiación recibida y de la temperatura de trabajo del panel. El cálculo de la potencia lo realizamos mediante la siguiente expresión:

$$P_m = P_m^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot [1 - \delta \cdot (T_c - T_c^*)] \quad (3.7)$$

Donde,

- P_m^* es la potencia nominal en condiciones estándar, STC (W).
- G es la irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico (W/m²).
- G^* es la irradiancia en STC, $G^* = 1 \text{ kW/m}^2$.
- T_c es la temperatura de célula (°C).
- T_c^* es la temperatura en STC, $T_c^* = 25^\circ\text{C}$.
- δ es el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia (%/°C).

Para esta estimación de la producción no se considera la degradación por temperatura para los meses invernales ya que durante estos meses difícilmente se alcanzan temperaturas superiores a 25°C, y a que las radiaciones suelen ser muy bajas.

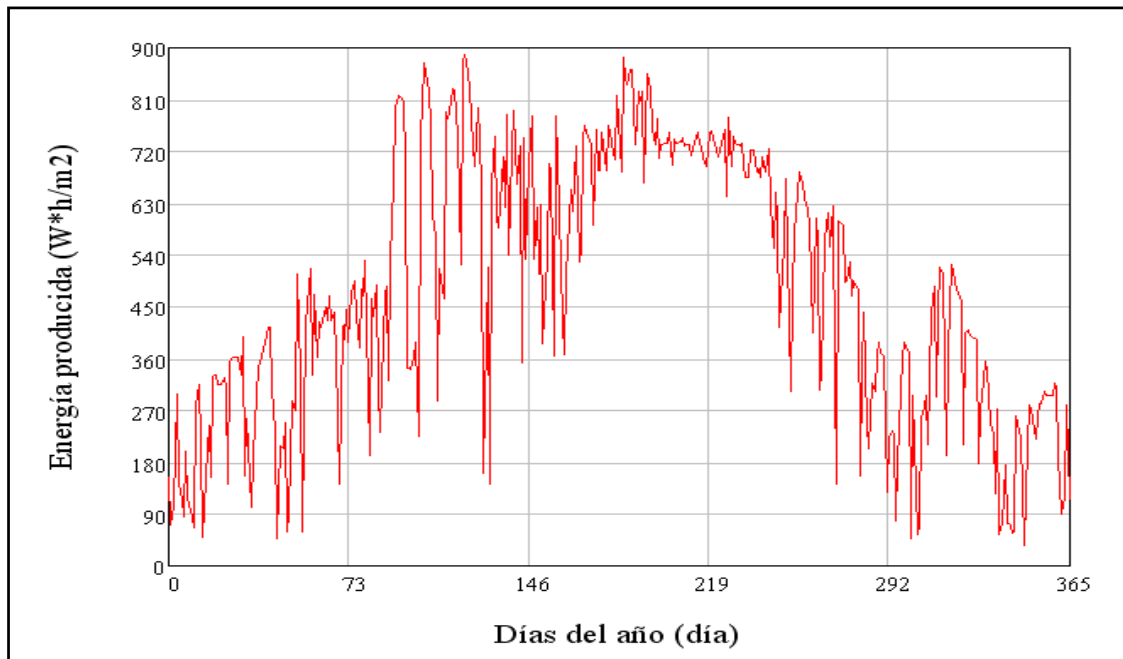


Figura 3.8. Potencia eléctrica diaria producida a lo largo de todo el año.

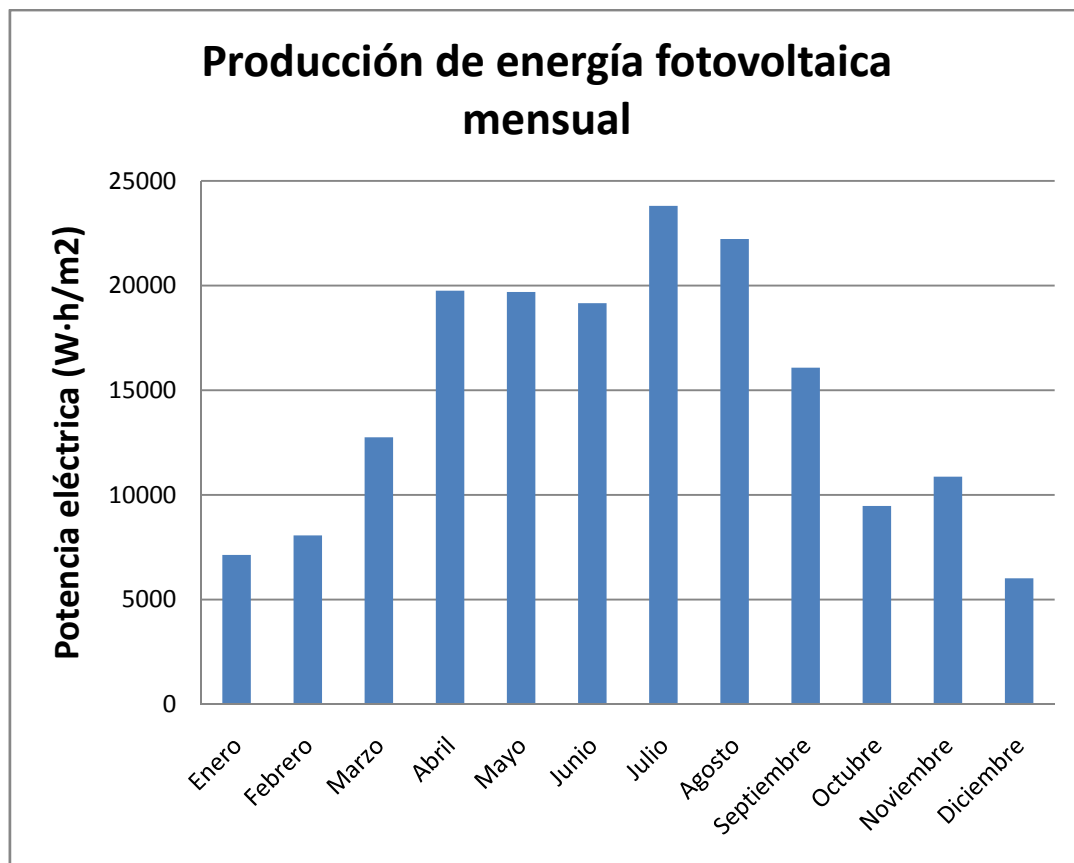


Figura 3.9. Potencia eléctrica total producida cada mes.

Mes	Energía a la salida del generador (kW*h/m ²)
Enero	7.13
Febrero	8.07
Marzo	12.75
Abril	19.75
Mayo	19.70
Junio	19.16
Julio	23.80
Agosto	22.22
Septiembre	16.08
Octubre	9.47
Noviembre	10.87
Diciembre	6.02
Total	175.03

3.5.1. Pérdidas energéticas

Para estimar la energía que se inyecta a la red hay que tener en cuenta una serie de pérdidas que se producen en el sistema fotovoltaico. Estas pérdidas serán estimadas por el programa PVSyst 5.06 que nos proporciona los valores para de las pérdidas de calidad de módulo, pérdida de mismatch, pérdida óhmica del cableado y pérdidas globales en el inversor:

	InvLoss	ModQual	MisLoss	OhmLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	9.79	3.609	2.332	0.766
Febrero	9.74	3.604	2.328	0.828
Marzo	15.82	6.069	3.922	1.747
Abril	14.65	5.605	3.621	1.475
Mayo	17.64	6.636	4.289	2.037
Junio	17.80	6.817	4.405	2.158
Julio	18.36	7.025	4.540	2.340
Agosto	17.52	6.703	4.332	2.264
Septiembre	15.04	5.812	3.756	1.791
Octubre	12.43	4.690	3.030	1.274
Noviembre	9.54	3.393	2.192	0.812
Diciembre	7.64	2.649	1.711	0.517
Año	165.96	62.612	40.458	18.009

Las pérdidas en el inversor suponen las mayores pérdidas del sistema, tras las pérdidas por el aumento de la temperatura de trabajo. Las que se producen por el aumento de la temperatura de trabajo se estiman en un 8.6 % de la energía producida por el generador.

Las pérdidas de calidad de los módulos suponen un 3.2 %, mientras que las pérdidas de conexionado son un 2.1 % y las pérdidas óhmicas del cableado son inferiores al 1 %.

3.5.2. Energía inyectada en la red

En consideración con las pérdidas descritas anteriormente la cantidad de energía mensual inyectada en la red es la siguiente:

Mes	Energía eléctrica inyectada en red por unidad de área (kW*h/m ²)	Energía eléctrica total inyectada en la red (kW*h)
Enero	5.67	63.87
Febrero	6.60	74.39
Marzo	10.30	116.11
Abril	17.50	197.24
Mayo	16.98	191.33
Junio	16.39	184.73
Julio	20.94	235.95
Agosto	19.49	219.57
Septiembre	13.74	154.80
Octubre	7.57	85.27
Noviembre	9.46	106.58
Diciembre	4.91	55.29
Total	149.56	1685.19

La instalación de 12 paneles fotovoltaicos, de 35 m² de superficie, produce durante el año 2008, una potencia eléctrica de 1972.24 kWh, de los cuales 1685.19 kWh son inyectados a la red 1685.19 kWh. Esta instalación aprovecha el 8.47 % de la radiación interceptada.

CAPÍTULO 4. PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO-TÉRMICO

En este capítulo se explica en qué consiste un panel fotovoltaico-térmico y las aplicaciones que tiene, así como los distintos tipos que se pueden encontrar en función de las necesidades y de sus aplicaciones. Además se realiza un pequeño análisis del mercado actual y las posibilidades del mercado futuro de este tipo de panel.

4.1. Introducción a los paneles PVT.

El panel solar fotovoltaico-térmico, (en inglés, “photovoltaic and thermal combi-panel, PVT”), es un aparato que combina las funciones de un panel fotovoltaico y de un colector solar, para convertir la energía solar en electricidad y calor.

Su funcionamiento es similar al de los colectores solares, pero el panel híbrido utiliza láminas fotovoltaicas como absorbedor, que son las encargadas de producir la energía eléctrica. Además estas láminas son las encargadas de calentar el fluido térmico que circula por las tuberías del absorbedor, situado en su parte posterior.

La siguiente imagen muestra un esquema de un ejemplo de un panel solar híbrido con cubierta refrigerado por agua, que es el tipo de panel híbrido que se va a estudiar en este proyecto.

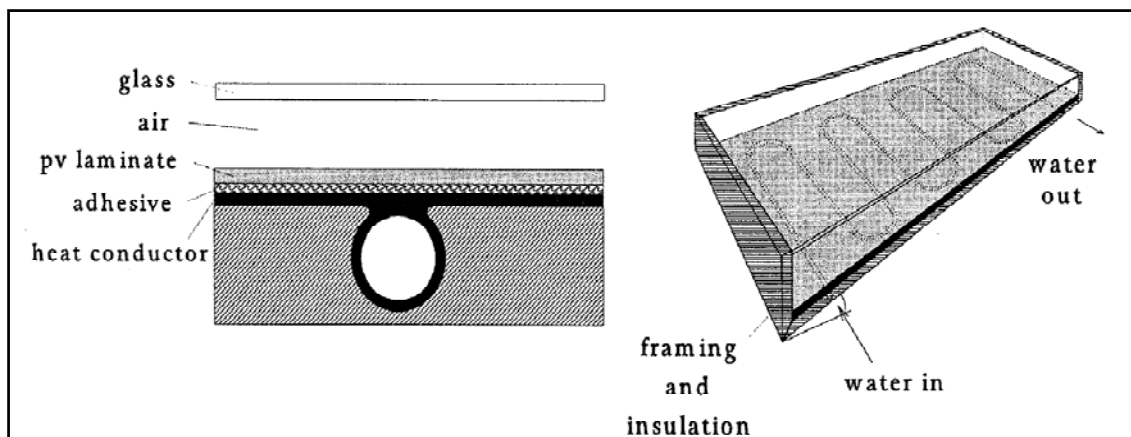


Figura 4.1. Panel solar híbrido refrigerado por agua

En el panel PVT se distinguen los siguientes componentes:

- Cubierta transparente.
- Láminas fotovoltaicas.
- Absorbedor.
- Circuito hidráulico.
- Carcasa aislante.

En la figura 4.2 se aprecia una imagen explosionada del combi-panel, donde se indica cada una de las partes.

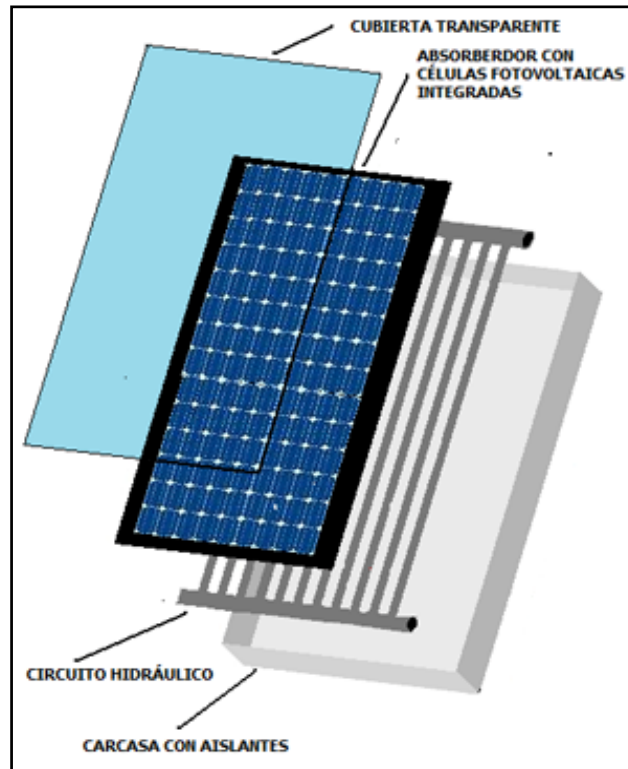


Figura 4.2. Partes de un panel solar híbrido refrigerado por agua

La cubierta transparente del panel PVT suele ser de vidrio, y tiene la función de dejar pasar la radiación del Sol hacia el interior del panel, e impedir que la radiación de una longitud de onda mayor emitida por la lámina fotovoltaica, producida debido al aumento de su temperatura, salga al exterior. Creando así el llamado efecto invernadero. Además minimiza las pérdidas por convección con el aire exterior.

Mientras que un colector térmico tiene como absorbedor una placa plana de cobre, normalmente cubierta por una superficie selectiva, para que tenga una alta capacidad de absorción y bajo emisividad para longitudes de onda infrarroja. En el panel PVT, la encargada de absorber la luz del Sol es la lámina fotovoltaica, que, mediante un adhesivo conductor, está unido al absorbedor, que es el encargado de transmitir el calor a las tuberías.

La red de tuberías se encuentra soldada a la parte posterior del absorbedor, y pueden estar dispuestas en serie o en paralelo. En el primer caso todo el fluido térmico circula por una única tubería, mientras que cuando lo hace en paralelo el caudal se divide entre por las diferentes ramificaciones.

El fluido que circula por las tuberías y que es el encargado de absorber y transportar la carga térmica suele ser aire o agua.

La carcasa aislante aloja todos los componentes anteriormente mencionados. Su función más importante es la de asegurar, junto con la cubierta, la estanqueidad del panel. Y reducir lo máximo las pérdidas por transferencia de calor al exterior.

Tanto el sistema fotovoltaico como el térmico necesitan de otros elementos para el aprovechamiento de ambas energías.

El sistema fotovoltaico incluye elementos como el cableado, el inversor, baterías (para los sistemas aislados) o la conexión directa a la red (descritos en capítulos anteriores).

Por su parte, el sistema térmico está formado por los mismos componentes que forman una instalación de colectores solares. Estos son el tanque de almacenamiento, el intercambiador de calor, la bomba de circulación, las tuberías...

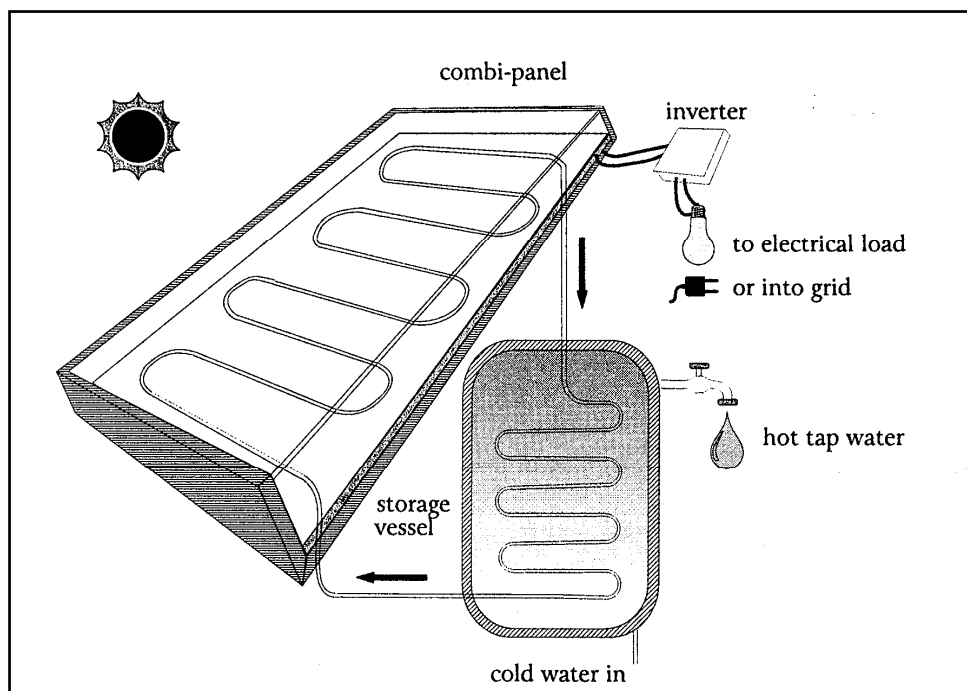


Figura 4.3. Subsistemas del combi-panel.

Las ventajas que ofrece este panel solar frente paneles solares térmicos y fotovoltaicos por separado, serán estudiadas y analizadas en este proyecto. La principal ventaja que pretende este dispositivo es el aumento de la eficiencia energética de los paneles solares fotovoltaicos, gracias a la refrigeración que produce el fluido térmico que reduce la temperatura de operación de la célula y que como se ha estudiado en capítulos anteriores, hace que aumente la producción de energía eléctrica. Otra de ellas es la reducción del área necesaria para la instalación, ya que produce energía eléctrica y térmica en un único panel, mientras que por separado se necesitaría mucha mayor área, lo que además conllevaría una reducción de costes en la instalación.

4.2. Mercados del panel solar fotovoltaico-térmico.

En este apartado se pretende identificar los mercados prometedores para el panel solar fotovoltaico-térmico (PVT) y determinar los obstáculos económicos, políticos, legales y técnicos.

Como se ha descrito, el PVT es definido como un dispositivo que usa láminas fotovoltaicas como absorbedor térmico. Usando el calor acumulado en el módulo fotovoltaico (PV) el PVT genera no solo electricidad, sino que también genera energía térmica.

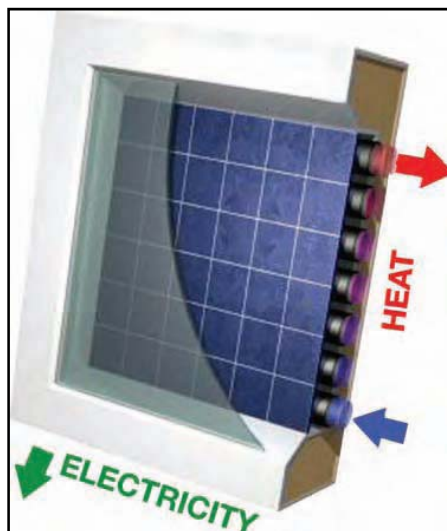


Figura 4.4. Colector PVT de líquido con cubierta.

Diferentes dispositivos de PVT se pueden encontrar, como los PVT para agua caliente sanitaria, o los paneles fotovoltaicos ventilados para fachadas, o los concentrados fotovoltaicos activamente refrigerados.



Figura 4.5. Ejemplos de PVT de líquido (de derecha a izquierda: módulo PVT de líquido PVTwins, módulos de concentración Vattenfall, módulo sin cubierta ECN)



Figura 4.6. Ejemplos de PVT de aire (de derecha a izquierda: módulo PVT de aire Grammer Solar, módulo fotovoltaico ventilado de fachada Scheidegger construido por Atlantis Energy, módulo fotovoltaico refrigerado por aire de tejado ECN)

Tanto el mercado del colector térmico y como el de los paneles fotovoltaicos están sufriendo un rápido crecimiento, y ya han alcanzado un considerable tamaño. De la misma manera el panel fotovoltaico-térmico podría experimentar el mismo crecimiento, dado que el potencial técnico es elevado, especialmente en el mercado doméstico. Dada la amplia aplicación del PVT, que no sólo puede ser adecuado para calentar agua caliente sanitaria, sino que también puede usarse por ejemplo en oficinas (PV ventilados que precalientan el aire de ventilación durante el invierno y proporcionan fuerza motriz para la ventilación), el mercado del PVT podría incluso superar al de los colectores térmicos.

Sin embargo, el presente mercado del PVT es muy pequeño y presenta pocos modelos estandarizados. Tres fabricantes de PVT de aire existen, pero, aparte de las viviendas con sistemas aislados, el número de colectores PVT de aire instalados es muy pequeño. Respecto a los colectores PVT de líquido, solo existen dos fabricantes para PVT sin cubierta, aunque varios fabricantes han intentado comercializar el PVT con cubierta, es un dispositivo demasiado reciente como para que lo haga. Y finalmente tres compañías suministran PVT con concentradores (apartado 4.4).

La gran variación en el desarrollo del PVT se origina debido a varios acontecimientos independientes que dieron lugar a que la idea de la integración de fotovoltaica y térmica en un módulo. Las principales novedades son las siguientes:

1. Aumento del rendimiento:

El desarrollo del PVT comenzó durante los años 70, con el objetivo principal de mejorar el rendimiento energético. Enfocados al uso doméstico, inicialmente con dispositivos PVT con cubierta, aunque pronto también aparecería la idea del PVT sin cubierta combinado con una bomba de calor.

2. Sistemas autónomos.

Sistemas fotovoltaicos refrigerados con aire han sido los principalmente enfocados a este mercado, aunque investigaciones sobre el PVT con líquido han sido realizados en los países desarrollados.

3. Refrigeración del PV.

Un punto de atención fueron las altas temperaturas que alcanzaban las células fotovoltaicas, por lo que se vio en la necesidad de refrigerarlas. Usando una refrigeración activa el calor puede ser utilizado también.

A comienzos de los 90, los PV de fachada comenzaron a prestar atención en el asunto de la ventilación con el fin de reducir su temperatura, rápidamente surgió la idea de que ese calor podría ser utilizado para calefacción.

4.3. Tipos de módulos y sistemas.

En este apartado se definen las clases de sistemas de PVT y da una indicación del rendimiento eléctrico y térmico.

Como se ha comentado el módulo PVT utiliza un PV como absorbedor y genera así tanto energía eléctrica como energía térmica. El aporte de energía eléctrica puede ser usado directamente o suministrado a la red.

4.3.1. Clasificación de demanda térmica.

Varias aplicaciones son posibles para la utilización de la energía térmica, tales como calentar agua caliente sanitaria, el calentamiento de piscinas, o aplicaciones para agricultura tales como el secado del cultivo y el calentamiento de la leche para terneros.

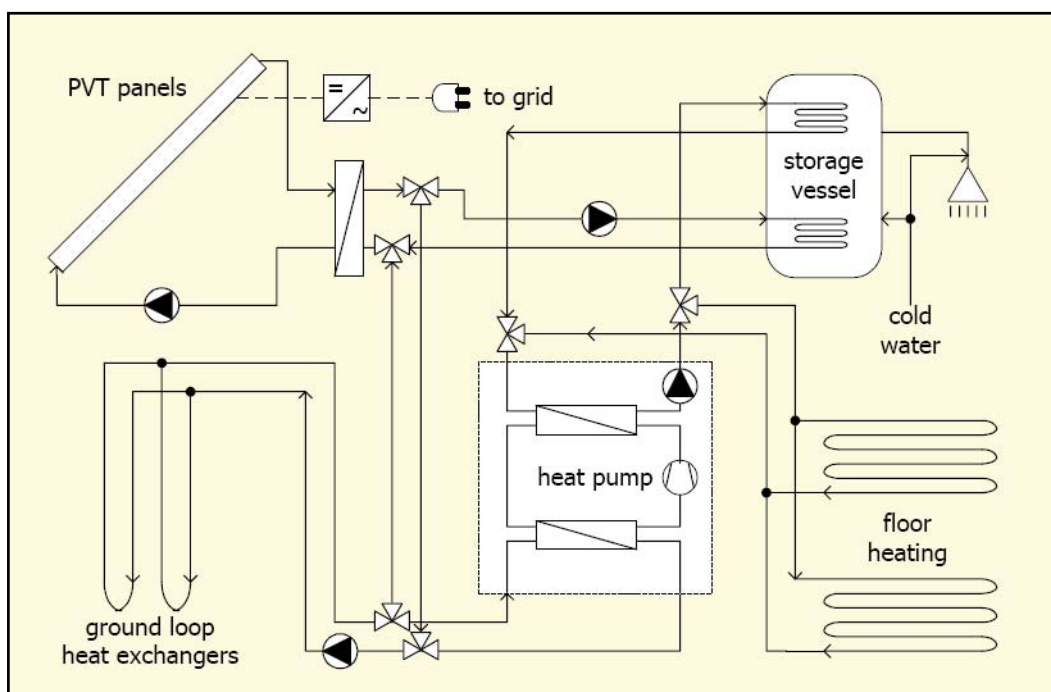


Figura 4.7. Ejemplo de instalación con paneles PVT con diferentes aplicaciones térmicas.

Existen varias maneras de clasificar los sistemas solares térmicos, una forma es hacerlo según la demanda térmica. Dos variables se presentan a tener en cuenta: la temperatura de proceso requerida y la cantidad de calor almacenado. En la siguiente figura algunos típicos ejemplos son divididos según la demanda térmica.

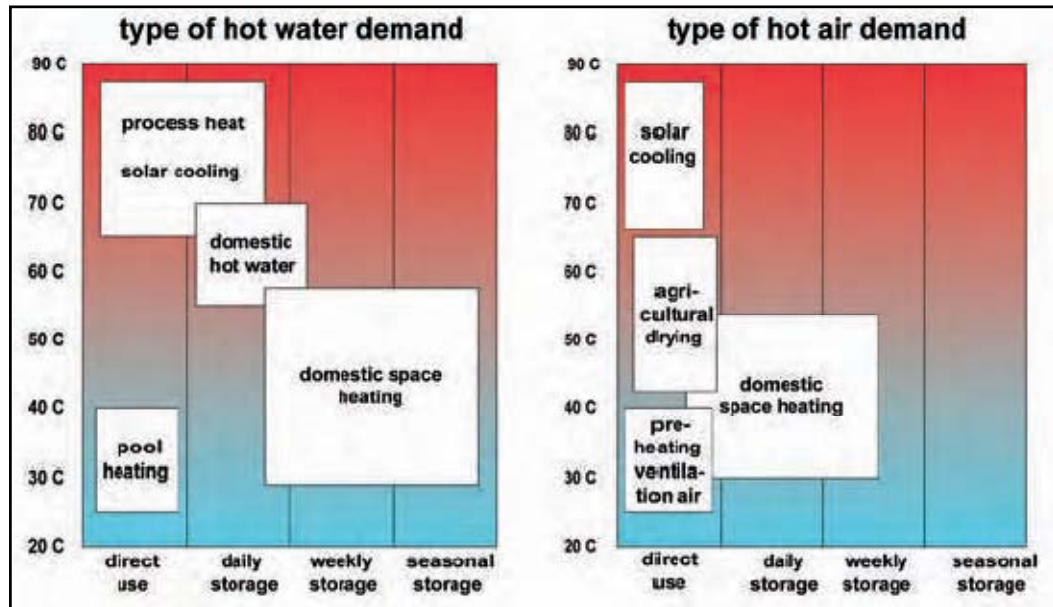


Figura 4.8. Clasificación de sistemas PVT en función de la demanda térmica.

Cabe destacar que aquí se clasifica la demanda térmica de los usuarios, y no el nivel de temperatura que proporciona el sistema de colectores solares. Esto significa que el nivel de temperatura que se indica es el nivel de temperatura que se produce por el colector solar y la calefacción adicional (por ejemplo, un calentador convencional de gas o una bomba de calor) de forma conjunta.

Cada nivel de almacenamiento requerido trae sus propias técnicas y problemas. La aplicación directa del calor solar puede requerir un buen control del flujo, para ser capaces de adaptarse a las variaciones en la radiación. Por otro lado, el almacenamiento estacional puede requerir técnicas como la aplicación de una bomba de calor y almacenamiento de tierra o (en el futuro) de almacenamiento termoquímico.

Similarmente, cada nivel de temperatura trae sus propias técnicas y problemas relacionados con la mejora del aislamiento del módulo PVT y los problemas asociados de temperatura de estancamiento y la confiabilidad crecientes. Hay que tener en cuenta que el PVT no es (aún) muy adecuado para la gama de temperatura alta, debido a las grandes pérdidas térmicas a altas temperaturas y al interés de que las láminas fotovoltaicas se mantengan a un nivel de temperatura aceptable.

Los módulos fotovoltaico-térmico pueden ser clasificados por varias características, tales como el tipo de PV utilizado, si hablamos de un módulo con cubierta o sin ella, o por el tipo de fluido usado (agua/glicol (anticongelante) o aire), si lleva algún tipo de concentración y por el tipo de diseño del módulo utilizado.

4.3.2. Características generales.

Los colectores PVT pueden tener una cubierta de cristal sobre el absorbedor para reducir las pérdidas térmicas.

Los colectores con cubierta tienen menores pérdidas térmicas, especialmente los de alta temperatura de fluido. Para las aplicaciones que requieran media y alta temperatura este tipo de colectores poseen un mayor rendimiento térmico anual.

Sin embargo ciertos tipos de colectores con cubierta pueden alcanzar altas temperaturas produciendo estancamiento, provocando un deterioro de los componentes. Los diodos de bypass sufren sobrecalentamientos debido al excesivo aislamiento. Y las altas temperaturas reducen el rendimiento eléctrico.

En el debate de si el colector debe ser cubierto o no, es importante encontrar un buen equilibrio entre el rendimiento térmico, por un lado, y la reducción de la producción eléctrica y las cuestiones relacionadas con la posible degradación de la otra parte.



Figura 4.9. Tipos de paneles PVT.

Existe una relación entre tipo de módulo PVT y el tipo de demanda térmica, como ya se ha mostrado anteriormente. Aunque esta relación no es del todo exclusiva. En la siguiente tabla se muestra un resumen de esta relación entre el tipo de módulo y la demanda térmica:

Tipo de demanda	Colector PVT recomendado
Agua a alta temperatura (30 - 90 °C)	Colector líquido con cubierta, colector de aire con cubierta con intercambiador de calor o concentrador. También un colector sin cubierta es posible como fuente para una bomba de calor
Aire a alta temperatura (30 - 90 °C)	Colector de aire con cubierta, o colector PV ventilado sin cubierta como fuente para una bomba de calor.
Agua a baja temperatura (< 30°C)	Si hay demanda solo en verano, colector de líquido sin cubierta. Si también hay demanda en invierno, colector de líquido con cubierta o colector sin cubierta como fuente para una bomba de calor.
Aire a baja temperatura (< 30°C)	Si hay demanda solo en verano o alta irradiación en invierno, colector de aire sin cubierta. Si también hay demanda en invierno con baja irradiación, colector de aire con cubierta o sin cubierta como fuente para una bomba de calor.

4.3.3. Colector PVT de líquido

El colector PVT de líquido es similar al convencional colector plano de líquido, un absorbedor con una red de tuberías (en serpentín o en paralelo) en su parte posterior, donde el PV ha sido laminado o encolado.



Figura 4.10. Panel solar fotovoltaico-térmico refrigerado por agua de PVTWINS.

Aplicaciones comerciales

El agua caliente tiene una amplia aplicación, es fácil almacenarla y puede ser usada durante todo el año. El colector plano es muy adecuado para producir agua caliente, lo que se refleja en el hecho de que el colector plano (con cubierta o sin ella) supone más del 75% del área instalada de energía solar térmica (ver figura).

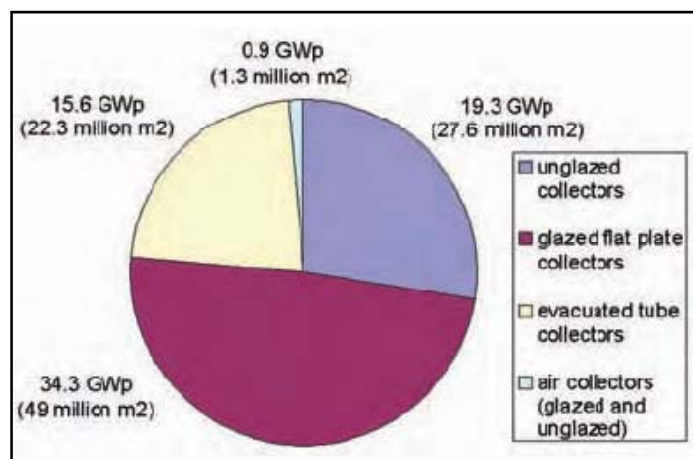


Figura 4.11. Área de colectores solares instalada en todo el mundo (Weiss, 2004).

Los colectores PVT son desarrollados partiendo de la base de existentes colectores térmicos, a los que se les equipa con unas láminas fotovoltaicas sobre la superficie del absorbedor. Se puede considerar que el coste del sistema PVT es similar al coste del sistema del colector solar térmico más el coste de las láminas fotovoltaicas (incluyendo la instalación), menos el coste de los materiales ya integrados y de los costes de instalación.

Integración en los edificios para uso doméstico.

Los colectores solares térmicos y los paneles fotovoltaicos tienen una enorme aplicación para uso doméstico, por lo que se encuentran integrados en la construcción de los edificios. Del mismo modo puede ocurrir con los paneles PVT, reduciendo incluso el área necesaria para la instalación del sistema.

Asuntos técnicos

En cuanto al absorbedor del panel PVT debe tener propiedades especiales, ya que la resistencia térmica entre la lámina fotovoltaica y el fluido del colector debe ser lo suficientemente pequeña (especialmente en PVT sin cubierta). Fugas y congelación pueden ocurrir en caso de un diseño defectuoso.

4.4. Actualidad del panel PVT.

En este apartado se aborda el actual estado del mercado de los paneles PVT refrigerados con líquido.

La mayoría de estos paneles se han desarrollado basándose en colectores solares térmicos comercializados, que han sido modificados incluyendo láminas fotovoltaicas en la superficie del absorbedor. El rendimiento térmico es similar al rendimiento de un absorbedor no selectivo. La eficiencia eléctrica es aproximadamente del 10%, dependiendo del tipo de células fotovoltaicas usadas.

Algunos ejemplos de productos desarrollados e intentos de mercados son los siguientes:

- **Millennium Electric**, que ha comercializado un panel PVT sin cubierta.
- **PVTWINS**, spin-off de **ECN**, produce colectores PVT con cubierta. Esto es una continuación del trabajo hecho por ECN con **ZEN Solar** y **Shell Solar**.
- **Batec & Racell** llevó a cabo un gran desarrollo de los paneles PVT durante 1998-2001.
- **Solon** está desarrollando un módulo PVT sin cubierta para fabricación comercial. Es una continuación del trabajo realizado por **Solarwerk** en paneles PVT cubiertos.
- **Zenit** fabricó un prototipo de panel PVT en 1997, pero la comercialización no se llevó a cabo.
- **Solarwatt** llevó a cabo un proyecto de desarrollo de un colector PVT durante 1996-1997.
- La compañía **Powerlight** llevó a cabo un proyecto de un panel PVT, en el que usaban una lámina fotovoltaica flexible.

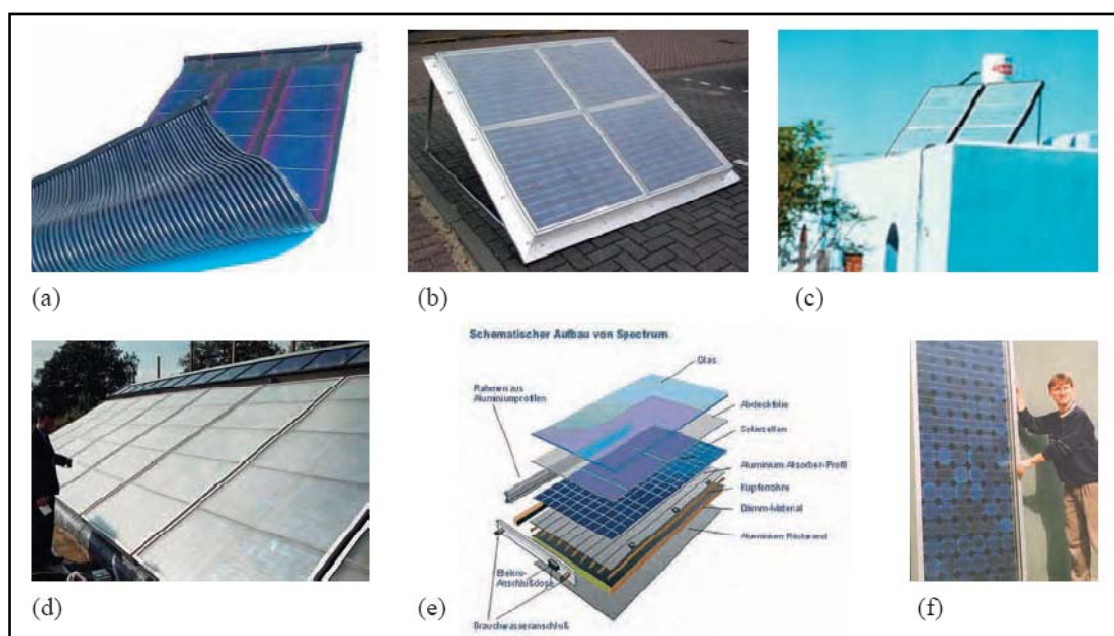


Figura 4.12. (a) Paneles flexibles de Powerlight, (b) Módulo PVT de PVTWINS, (c) Módulo PVT de Millennium Electric, (d) Sistema demostración de ECN, Shell Solar y ZEN Solar, (f) Colector PVT de Solarwatt.

CAPÍTULO 5. CÁLCULO DEL PANEL FOTOVOLTAICO-TÉRMICO. FORMULACIÓN.

En este capítulo se exponen la formulación utilizada en la simulación de la instalación del panel PVT.

5.1. Rendimientos del panel PVT.

El rendimiento óptico, también llamado factor de transmisión-absorción, de un panel híbrido, al igual que el de un colector plano, es definido por: ^[6]

$$\tau \cdot \alpha = 1 - \rho \quad (5.1.1)$$

Donde

- τ es la transmitancia de las capas superiores del panel.
- α es el factor de absorción de las capas superiores del panel
- ρ es el factor de reflexión para toda la geometría de las capas superior, capa de aire y de la lámina fotovoltaica.

El rendimiento térmico del panel fotovoltaico-térmico es definido como el cociente entre el calor útil cedido al fluido (q_u) y la radiación incidente sobre el panel. Se puede expresar con la siguiente expresión:

$$\eta_{\text{térmico}} = \frac{q_u}{A \cdot I_{gl}} \quad (5.1.2)$$

Donde I_{gl} es la radiación global incidente por unidad de área [W/m^2].

El rendimiento eléctrico, al igual que para los paneles fotovoltaicos, es definido como el cociente entre la potencia de salida del panel y la radiación incidente sobre el panel. Como la potencia de salida para una condición de trabajo está dada por el producto de la tensión (V) y la corriente (I) correspondiente, el rendimiento eléctrico se expresa de la siguiente manera:

$$\eta_{\text{eléctrico}} = \frac{I \cdot V}{A \cdot I_{gl}} \quad (5.1.3)$$

Entonces el rendimiento total de panel PVT será la suma de estos dos anteriores.

$$\eta_{\text{pvt}} = \eta_{\text{térmico}} + \eta_{\text{eléctrico}} \quad (5.1.4)$$

5.2. Balance energético en el panel PVT.

La energía solar global incidente (directa más difusa) por unidad de tiempo interceptada por el panel, parte, es utilizada por las células fotovoltaicas para la producción de energía eléctrica, y el resto es transformada en calor, dividido en el calor útil absorbido por el fluido térmico y las pérdidas térmicas que sufre este calor antes de transmitirse a dicho fluido.

$$A \cdot (I_d + I_D) \cdot \tau \cdot \alpha = p_m + q_u + q_p + q_a + p_v \quad (5.2.1)$$

Donde:

- I_d es la radiación solar directa incidente por unidad de área [W/m^2].
- I_D es la radiación solar difusa incidente por unidad de área [W/m^2].
- A es el área del panel que intercepta la radiación [m^2].
- τ es la transmitancia de la cubierta transparente.
- α es la absorptancia de la lámina fotovoltaica.
- p_m es la potencia eléctrica producida por las láminas fotovoltaicas [W].
- q_u es el calor útil transferido al fluido [W].
- q_p es el calor perdido por transferencia de calor en condiciones normalizadas [W].
- q_a es el calor perdido por almacenamiento en los componentes del panel [W].
- p_v es el calor perdido por efecto del viento [W].

5.2.1. Potencia eléctrica.

La potencia eléctrica de un panel híbrido es la potencia que produce las láminas fotovoltaicas en forma de corriente continua. En función de la radiación interceptada y al igual que un panel fotovoltaico la potencia producida será igual a:^[3]

$$P_m = P_m^* \cdot \frac{I}{I^*} \cdot [1 - \delta \cdot (T_c - T_c^*)] \quad (5.2.2)$$

Donde:

- P_m^* es la potencia nominal en condiciones estándar, STC [W/m^2].
- I es la irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico [W].
- I^* es la irradiancia en STC, [$I^* = 1 \text{ kW/m}^2$].
- T_c es la temperatura de célula [$^{\circ}\text{C}$].
- T_c^* es la temperatura en STC, [$T_c^* = 25^{\circ}\text{C}$].
- δ es el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia [%/ $^{\circ}\text{C}$].

La temperatura de la célula en los paneles PVT no es constante en toda su superficie. Una distribución de la temperatura a lo largo del serpentín por donde circula el fluido térmico se muestra en la Figura 4.1.

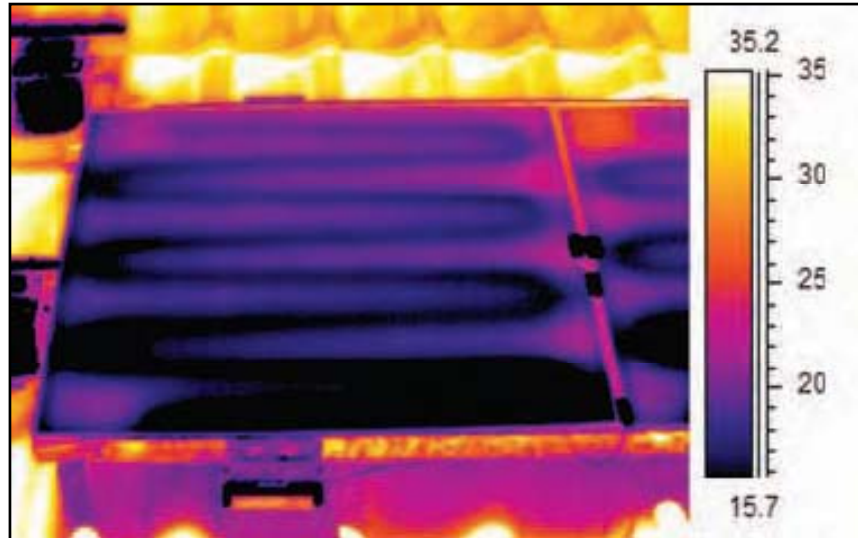


Figura 5.1. Distribución de la temperatura a lo largo de la lámina fotovoltaica del panel PVT.

Para la estimación de esta temperatura se necesita de datos que son explicados más adelante en este capítulo.

5.2.2. Transferencia de calor entre la lámina fotovoltaica y la placa absorbadora.

Para el cálculo del calor transferido desde las láminas fotovoltaicas a la placa absorbadora se necesita conocer la resistencia térmica de los encapsulantes del módulo fotovoltaico (Figura 3.5) y del adhesivo que los une. Los encapsulantes de las láminas fotovoltaicas suelen ser de EVA (Etileno, Vinilo, Acetato) y Tedlar (Figura 5.2).

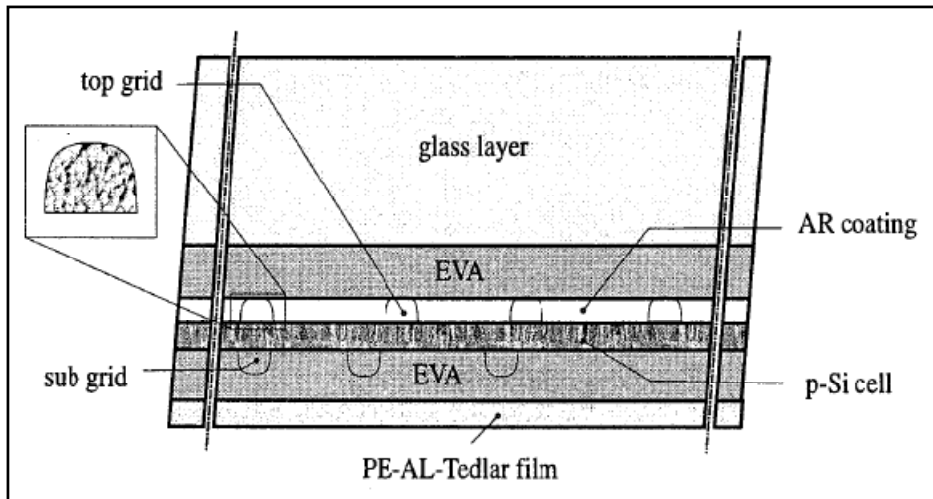


Figura 5.2. Encapsulantes de la lámina fotovoltaica de un panel híbrido.

Por lo tanto la resistencia térmica que existe entre ambas placas es:^[9]

$$R_{ca} = R_{EVA} + R_{Tedlar} + R_{Adhesivo} = \frac{e_{EVA}}{K_{EVA}} + \frac{e_{Tedlar}}{K_{Tedlar}} + \frac{e_{Adhesivo}}{K_{Adhesivo}} \quad (5.2.3)$$

Donde:

- R_a es la resistencia térmica entre ambas placas [$m^2\text{°C/W}$]
- e es el espesor de cada componente [m].
- K es la conductividad térmica de cada componente [$W/m\text{°C}$].

Entonces, la transferencia térmica entre la lámina fotovoltaica y el absorbedor será:

$$q_{ca} = \frac{(T_{lam} - T_{abs})}{R_{ca}} \cdot A_{pv} \quad (5.2.4)$$

Donde, T_{lam} es la temperatura de la lámina fotovoltaica, T_{abs} es la temperatura del absorbedor, y A_{pv} es el área de la lámina fotovoltaica.

5.2.3. Calor útil del panel fotovoltaico-térmico.

El calor útil que produce un panel PVT es el calor que se transmite al fluido térmico que circula por las tuberías. Esta cantidad de calor se puede determinar en función del caudal másico de fluido térmico (\dot{m} [kg/s]), el calor específico (C_p [J/kg°C]), y sus temperaturas de entrada (t_{epvt} [°C]) y salida (t_{spvt} [°C]).

$$q_u = \dot{m} \cdot C_p \cdot (t_{spvt} - t_{epvt}) \quad (5.2.5)$$

5.2.4. Condiciones normalizadas.

Si prescindimos de las pérdidas por el calor acumulado en los componentes del panel y de las pérdidas originadas por el viento, considerando solo las pérdidas por transferencia de calor en condiciones normalizadas entonces el balance energético es el siguiente:

$$A \cdot I_{gl} \cdot \tau \cdot \alpha = p_m + q_u + q_p \quad (5.2.6)$$

I_{gl} es la radiación global suma de la radiación directa más la difusa [W/m^2].

Y considerando que el panel es un intercambiador de calor con la atmósfera que tiene un coeficiente global de transferencia de calor, U_{pvt} [$W/m^2\text{°C}$], que incluye la transferencia de calor por radiación y convección [Duffie and Beckman (1980)], las pérdidas equivalen al producto del área por el U_{pvt} y por la diferencia de temperaturas entre la lámina fotovoltaica y el ambiente, quedando una expresión de la suma del calor útil y la potencia eléctrica producida con la siguiente forma:

$$q_u + p_m = A \cdot [I_{gl} \cdot \tau \cdot \alpha - U_{pvt} \cdot (t_{pv} - t_a)] \quad (5.2.7)$$

Puesto que la temperatura de la lámina fotovoltaica no es constante y no es conocida, ésta se sustituye por la temperatura del fluido a la entrada del panel híbrido. Esta sustitución supone una disminución de la temperatura en valor absoluto y por lo tanto una disminución de las pérdidas. Para evitar esta sobrevaloración de energía útil aprovechada se aplica un factor de corrección F_R que inferior a la unidad.

$$q_u + p_m = F_R \cdot A \cdot [I_{gl} \cdot \tau \cdot \alpha - U_{pvt} \cdot (t_{epvt} - t_a)] \quad (5.2.8)$$

F_R equivale a la eficiencia de un intercambiador de calor, que se define como el cociente entre el calor transferido al fluido y el máximo calor transferible, que se tiene cuando la temperatura de la lámina es igual a la temperatura del fluido y es igual a su vez a la temperatura de entrada del fluido al panel.

Dividiendo la ecuación (4.12) por la radiación solar global interceptada se obtiene otra forma de expresar el rendimiento del panel fotovoltaico-térmico.

$$\eta_{pvt} = \frac{q_u + p_m}{I_{gl} \cdot A} = \eta_{term} + \eta_{elec} = F_R \cdot \left[\tau \cdot \alpha - U_{pvt} \cdot \frac{(t_{epvt} - t_a)}{I_{gl}} \right] \quad (5.2.9)$$

Esta ecuación explica la ecuación (4.4) que define el rendimiento del panel fotovoltaico-térmico como la suma de su rendimiento térmico y de su rendimiento eléctrico.

Si se representa el rendimiento térmico del panel PVT frente a la reducción de temperatura $\frac{(t_{epvt} - t_a)}{I_{gl}}$ se obtiene una recta de pendiente negativa de valor $-F_R U_{pvt}$ y ordenada en el origen $F_R(\tau\alpha)$.

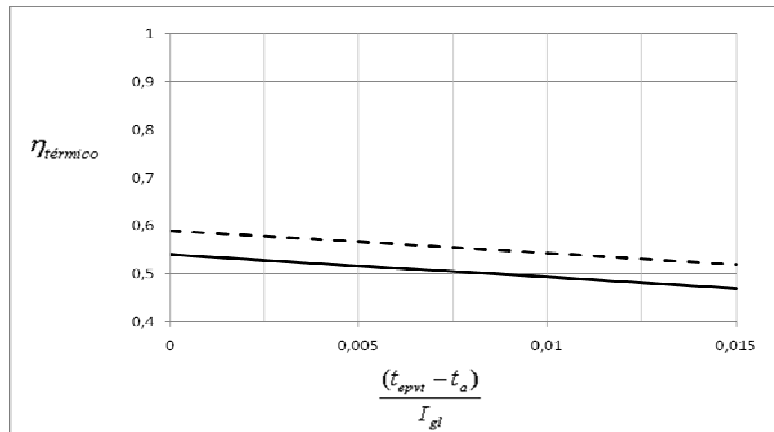


Figura 5.3. Rendimiento térmico de un panel solar PVT con producción eléctrica (línea continua) y sin producción de electricidad (línea discontinua)

Este gráfico representa las curvas normalizadas de un panel híbrido con y sin producción de energía eléctrica, es decir, para el caso en el que las láminas hagan la función propia de producción de electricidad y la de absorbedor, o para el caso en el que únicamente actúen como absorbedor térmico ($p_m = 0$).

Se observa un aumento del rendimiento térmico del panel cuando no produce energía fotovoltaica, ya que la radiación empleada para la producción de esa energía es transformada en calor para calentar el fluido térmico.

Los datos de la figura 5.1 son obtenidos de forma experimental durante las condiciones más óptimas, es decir, con una posición inclinada, orientación al sur, y durante las horas centrales, que es cuando la radiación es casi constante, para minimizar el efecto del calor almacenado por los componentes del panel. Si la radiación fuera en aumento, los componentes del panel absorberían calor para alcanzar la temperatura de trabajo, interfiriendo en la medida de U_{pVT} . Además se realizan con el aire que lo rodea en reposo, para evitar las pérdidas por efecto del viento.

Aunque $F_R(\tau\alpha)$ no es constante podemos admitir que su variación es despreciable. $\tau\alpha$ depende del ángulo de incidencia. Su variación suele ser muy pequeña durante el periodo de funcionamiento de los sistemas solares. Según Duffie and Beckman dicha variación es menor que el 2%. Por esta razón adoptamos para $\tau\alpha$ el valor al mediodía, $(\tau\alpha)_m$.

Por lo tanto en la ecuación (5.2.8), igualando el calor útil y la potencia eléctrica a cero y despejando la radiación solar, I_{gl} , se obtiene el umbral de radiación que es necesario interceptar para compensar las pérdidas por transferencia de calor en condiciones normalizadas. Por lo que la pérdida de calor del panel al ambiente en condiciones de la curva de normalización es: ^[9]

$$q_p = \frac{A \cdot U_{pvt}}{(\tau\alpha)_m} \cdot (t_{epvt} - t_a) \quad (5.2.10)$$

5.2.5. Pérdidas de calor por efectos del viento

Cuando el panel está expuesto al viento se produce una transferencia adicional de calor desde el panel al ambiente, que es necesario valorar y que no se tiene en cuenta en la curva de normalización, ya que ésta solo considera la transferencia de calor por convección natural.

El cálculo de esta pérdida de calor viene dado por: ^[9]

$$p_v = A_e \cdot h_v \cdot (T_c - T_a) \quad (5.2.11)$$

Donde,

- A_e es el área de la envolvente, cubierta, caja o ámbos.
- T_c es la temperatura de cada componente en contacto con el ambiente. Se distinguen dos componentes, cubierta y carcasa aislante, que debido a que cada uno posee una temperatura diferente, provocará una pérdida diferente.
- T_a es la temperatura ambiente.
- h_v es el coeficiente de transferencia de calor por convección forzada.

Coeficiente de convección natural

El coeficiente de transferencia de calor por convección promedio es: ^[10]

$$h_v = \frac{\overline{Nu}_{L_c} \cdot k}{L_c} \quad (5.2.12)$$

Para el coeficiente de transferencia de calor en condiciones de convección natural para una placa plana vertical inclinada, el número de Nusselt promedio es:

$$\overline{Nu}_{L_c} = \left\{ 0.825 + \frac{0.387 \cdot Ra_{L_c}^{1/6}}{[1 + (0.492 / Pr)^{9/16}]^{8/27}} \right\}^2 \quad (5.2.13)$$

Donde

- Ra_{L_c} es el número de Rayleigh para la longitud característica L_c .
- Pr es el número de Prandtl.

El número de Rayleigh para la longitud característica L_c es:

$$Ra_{L_c} = \frac{g \cdot \cos(\beta) \cdot \beta \cdot (t_{cub} - t_a) \cdot L_c^3}{\alpha \cdot \nu} \quad (5.2.14)$$

Donde

- g es la aceleración de la fuerza de la gravedad [m/s^2].
- β es la inclinación del panel.
- t_{cub} es la temperatura de la cubierta del panel [$^{\circ}C$].
- t_a es la temperatura ambiente [$^{\circ}C$].
- L_c es la longitud característica (se toma el alto del panel) [m].
- α es la difusividad térmica del aire.
- ν es la viscosidad cinemática del aire.

Coeficiente de convección forzada

Para el coeficiente de transferencia de calor en condiciones de convección forzada para una placa plana en flujo paralelo y laminar ($Re < 5 \cdot 10^5$), el número de Nusselt promedio es ^[10]:

$$\overline{Nu}_{L_c} = 0.664 \cdot Re_{L_c}^{1/2} \cdot Pr^{1/3} \quad (5.2.15)$$

Donde

- Re_{L_c} es el número de Reynolds para la longitud característica L_c .
- Pr es el número de Prandtl.

Cuando se trata de flujo turbulento ($5 \cdot 10^5 < Re < 10^7$):

$$\overline{Nu}_{L_c} = (0.037 \cdot Re_{L_c}^{4/5} - 871) \cdot Pr^{1/3} \quad (5.2.16)$$

El número de Reynolds para la longitud característica L_c es:

$$Re_{L_c} = \frac{\rho \cdot V \cdot L_c}{\mu} \quad (5.2.17)$$

Donde

- ρ es la densidad del aire.
- V es la velocidad del viento.
- μ es la viscosidad dinámica del aire.

El número de Prandtl es:

$$Pr = \frac{\nu}{\alpha} \quad (5.2.18)$$

Donde

- α es la difusividad térmica del aire.
- ν es la viscosidad cinemática del aire.

5.2.6. Calor almacenado por el panel PVT.

Los componentes del panel absorben cierta cantidad de calor cuando llegan a su temperatura de trabajo, una temperatura que variará durante el funcionamiento del panel.

El calor almacenado por el panel híbrido se obtiene sumando el calor almacenado por cada uno de sus componentes.

$$q_a = m \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (5.2.19)$$

Donde

- m es la masa del componente por metro cuadrado de panel.
- C_p es el calor específico del material del componente.
- ΔT es el incremento de temperatura que experimenta el componente.

5.2.7. Formación de escarcha

Durante la noche los componentes de la instalación solar que se encuentran en el exterior se enfrían hasta alcanzar la temperatura ambiente. Cuando la temperatura de la cubierta es igual o menor que la temperatura de rocío del lugar, el vapor de agua condensa sobre la cubierta depositándose sobre ella en estado líquido. Si la temperatura ambiente es menor que 0°C se forma una capa de escarcha. Cuando sale el Sol e incide sobre el panel, la radiación solar se utiliza para fundir la capa de hielo antes de alcanzar la cubierta del panel PVT.

Para determina la densidad de la capa de escarcha se usará la siguiente ecuación, recomendada por Hayashi et al, 1977.

$$\rho = 650 \cdot \exp(0.227 \cdot t_a) \quad (5.2.20)$$

Existe una relación entre el espesor de la capa de escarcha y la temperatura mínima del día dada por la siguiente gráfica.

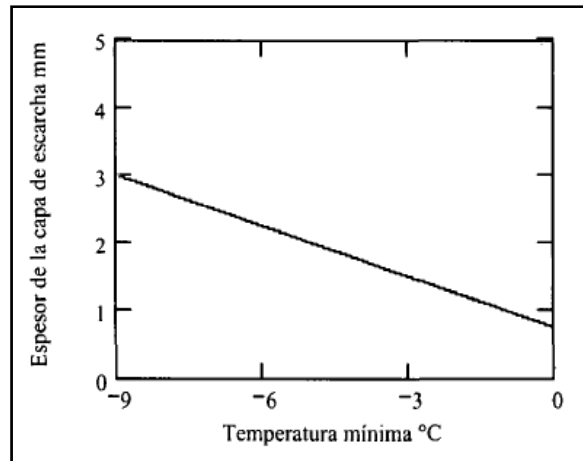


Figura 5.4. Espesor de la capa de escarcha en función de la temperatura mínima del día.

Conocidos espesor y densidad de la escarcha, la pérdida por metro cuadrado de colector debida a la formación de escarcha es:

$$q_{hielo} = \rho \cdot e \cdot h_{fus} \quad (5.2.21)$$

Donde:

- ρ es la densidad de la capa de escarcha.
- e es el espesor de la capa de escarcha.
- h_{fus} es el calor latente de fusión del hielo.

5.2.8. Acumulación de polvo.

La acumulación de polvo sobre una superficie expuesta a los agentes atmosféricos es un proceso natural. El polvo forma una capa sobre la cubierta transparente que obstaculiza la

transmisión de la radiación a través de la cubierta. La valoración de esta pérdida, que en este caso no es de calor sino de radiación, es difícil. Durante largos periodos sin lluvia, particularmente durante verano, puede ser interesante limpiar la cubierta del colector.

5.3. Pérdidas de calor en las tuberías.

5.3.1. Convección con el exterior.

Los componentes de la instalación están conectados por las tuberías, por las que el fluido térmico es transportado. Puesto que éste se encuentra a una mayor temperatura que la del ambiente, se producen pérdidas de calor hacia el exterior. El calor transferido desde el fluido que circula por un tubo hasta el aire exterior se obtiene mediante la ecuación (5.3.1).^[9]

$$p_{tu} = U_{tu} \cdot l_{tu} \cdot (t_f - t_a) \quad (5.3.1)$$

Donde,

- U_{tu} es el coeficiente global de transferencia de calor ($W/m^2\text{°C}$).
- l_{tu} es la longitud de tubería por metro cuadrado de panel (m/m^2).
- t_f es la temperatura del fluido térmico (°C).
- t_a es la temperatura ambiente (°C).

La longitud de tubería por metro cuadrado de colector es una magnitud difícil de evaluar porque es necesario conocer la colocación exacta de los colectores. Se estima que es de 2,5 m por metro cuadrado de colector.

El coeficiente global de transferencia lineal de un cuerpo cilíndrico se calcula mediante la siguiente expresión:

$$U_{tu} = \frac{1}{\frac{1}{2\pi \cdot r_i \cdot h_i} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ia}}{r_i}\right)}{2\pi \cdot k_m} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ea}}{r_{ia}}\right)}{2\pi \cdot k_{ais}} + \frac{1}{2\pi \cdot r_{ea} \cdot h_{ex}}} \quad (5.3.2)$$

Donde,

- h_i es el coeficiente de transferencia de calor por convección entre el fluido térmico y la pared interior de la tubería ($W/m^2\text{°C}$).
- h_{ex} es el coeficiente de transferencia de calor por convección entre el aire exterior y el aislamiento térmico de la tubería ($W/m^2\text{°C}$).
- k_m es la conductividad térmica del material del que está hecha la tubería ($W/m\text{°C}$).
- k_{ais} es la conductividad térmica del aislante térmico ($W/m\text{°C}$).

- r_i es el radio interior de la tubería (m).
- r_{ia} es el radio interior del aislamiento térmico (m).
- r_{ea} es el radio exterior del aislante térmico (m).

El primer término del denominador es la resistencia térmica por metro de tubería asociada a la convección en interior de la tubería. El segundo y el tercero son las resistencias térmicas por metro de tubería de conducción en el material de la tubería y el aislante respectivamente. El último es la resistencia térmica por metro de tubería debido a la convección en el exterior.

Coefficiente de transferencia de calor por convección.

El coeficiente de transferencia de calor por convección entre el aire exterior y el aislante térmico de la tubería depende de la velocidad del viento. Se necesita calcular el número de Nusselt promedio e introducirlo en (5.2.12) usando el diámetro exterior del aislante térmico de la tubería como longitud característica. Para el caso de un cilindro expuesto a la acción del viento se recomienda [10] la siguiente correlación:

$$\overline{Nu}_D = C \cdot Re_D^m \cdot Pr^{1/3} \quad (5.3.3)$$

Donde,

- Re_D es el número de Reynolds usando el diámetro exterior del aislante térmico de la tubería como longitud característica.
- Pr es el número de Prandtl.
- C y m son constante cuyos valores se listan en la Figura 5.5.

Re_D	C	m
0.4 – 4	0,989	0,330
4 – 40	0,911	0,385
40 – 4000	0,683	0,466
4000 – 40000	0,193	0,618
40000 – 400000	0,027	0,805

Figura 5.5. Constantes para la ecuación (5.3.3)

Para números de Reynolds inferiores a 0,4 se produce el fenómeno de convección natural. En estas condiciones se recomienda usar [10]:

$$\overline{Nu}_D = \left\{ 0.60 + \frac{0.387 \cdot Ra_D^{1/6}}{\left[1 + (0.559 / Pr)^{9/16} \right]^{8/27}} C \cdot Pr^{1/3} \right\}^2 \quad (5.3.4)$$

Donde,

- Ra_{Lc} es el número de Rayleigh con el diámetro de la tubería como longitud característica.

El número de Rayleigh se calcula:

$$Ra_D = \frac{g \cdot \beta \cdot (t_{eais} - t_a) \cdot D^3}{\alpha \cdot \nu} \quad (5.3.5)$$

Donde,

- g es la aceleración de la fuerza de la gravedad (m/s^2).
- t_{eais} es la temperatura exterior del aislante térmico ($^{\circ}C$).
- D es el diámetro exterior del aislante térmico (m).
- α es la difusividad térmica del aire (m^2/s).
- ν es la viscosidad cinemática del aire. (m^2/s).

La temperatura exterior del aislante térmico se obtiene del siguiente balance energético:

$$2\pi \cdot r_{ea} \cdot h_{ex} \cdot (t_{eais} - t_a) = U_{tu} \cdot (t_f - t_a) \quad (5.3.6)$$

Donde,

- h_{ex} es el coeficiente de transferencia de calor por convección entre el aire exterior y el aislante térmico de la tubería ($W/m^2^{\circ}C$).
- r_{ea} es el radio exterior del aislante térmico (m).
- t_{eais} es la temperatura exterior del aislante térmico ($^{\circ}C$).
- t_a es la temperatura ambiente ($^{\circ}C$).
- U_{tu} es el coeficiente global de transferencia de calor ($W/m^2^{\circ}C$).
- t_f es la temperatura del fluido térmico ($^{\circ}C$).

5.3.2. Calor acumulado por las tuberías.

El calor acumulado por las tuberías para alcanzar la temperatura de trabajo se obtiene aplicando la ecuación (5.2.19) en el material de la tubería, el aislante térmico y el fluido térmico contenido en ellas.

La temperatura del aislante térmico es variable con el radio del mismo. Puesto que éste es pequeño, la variación de la temperatura será prácticamente lineal. Se aproximará su valor a:

$$t_{ais} = \frac{(t_{eais} - t_f)}{2} \quad (5.3.6)$$

Donde,

- t_f es la temperatura del material de la tubería ($^{\circ}C$).
- t_{eais} es la temperatura exterior del aislante térmico de la cubierta ($^{\circ}C$).

5.4. Pérdidas de calor en el tanque de almacenamiento.

El tanque de almacenamiento adopta la forma geométrica del cilindro, ya que desde el punto de vista energético interesa que sus pérdidas de calor sean mínimas. El calor transferido al ambiente se obtiene aplicando la siguiente ecuación.

$$q_p = U \cdot A_{ev} \cdot (t_i - t_a) \quad (5.3.6)$$

El coeficiente global de transferencia de calor del cuerpo cilíndrico se obtiene por la ecuación (5.3.7).

$$U_{cia} = \frac{1}{\frac{r_{ea}}{r_i h_i} + \frac{r_{ea} \cdot \ln\left(\frac{r_{ia}}{r_i}\right)}{2\pi \cdot k_m} + \frac{r_{ea} \cdot \ln\left(\frac{r_{ea}}{r_{ia}}\right)}{2\pi \cdot k_{ais}} + \frac{1}{h_{ex}}} \quad (5.3.6)$$

Donde:

- h_i es el coeficiente de transferencia de calor por convección entre el fluido térmico y la pared interior del tanque ($W/m^2\text{°C}$).
- h_{ex} es el coeficiente de transferencia de calor por convección entre el aire exterior y el aislante térmico del tanque ($W/m^2\text{°C}$).
- k_m es la conductividad térmica del material del que está hecho el tanque ($W/m\text{°C}$).
- k_{ais} es la conductividad térmica del aislante térmico ($W/m\text{°C}$).
- e_{ia} es el espesor del material del tanque (m).
- e_{ais} es el espesor del aislante térmico (m).

CAPÍTULO 6. DIMENSIONADO DEL PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO-TÉRMICO

En este capítulo se describe el panel solar fotovoltaico-térmico diseñado y creado por Douwe W. de Vries^[6], donde se recogen sus características tanto térmicas como eléctricas.

El panel híbrido diseñado por de Vries es un panel de tipo placa y tubo, constituido por una lámina fotovoltaica “Shell Solar IRS 95 C” de silicio poli-cristalino y un colector “AGPO ZEN single module”.



Figura 6.1. Panel fotovoltaico-térmico Shell Solar/AGPO ZEN

6.1. Dimensiones.

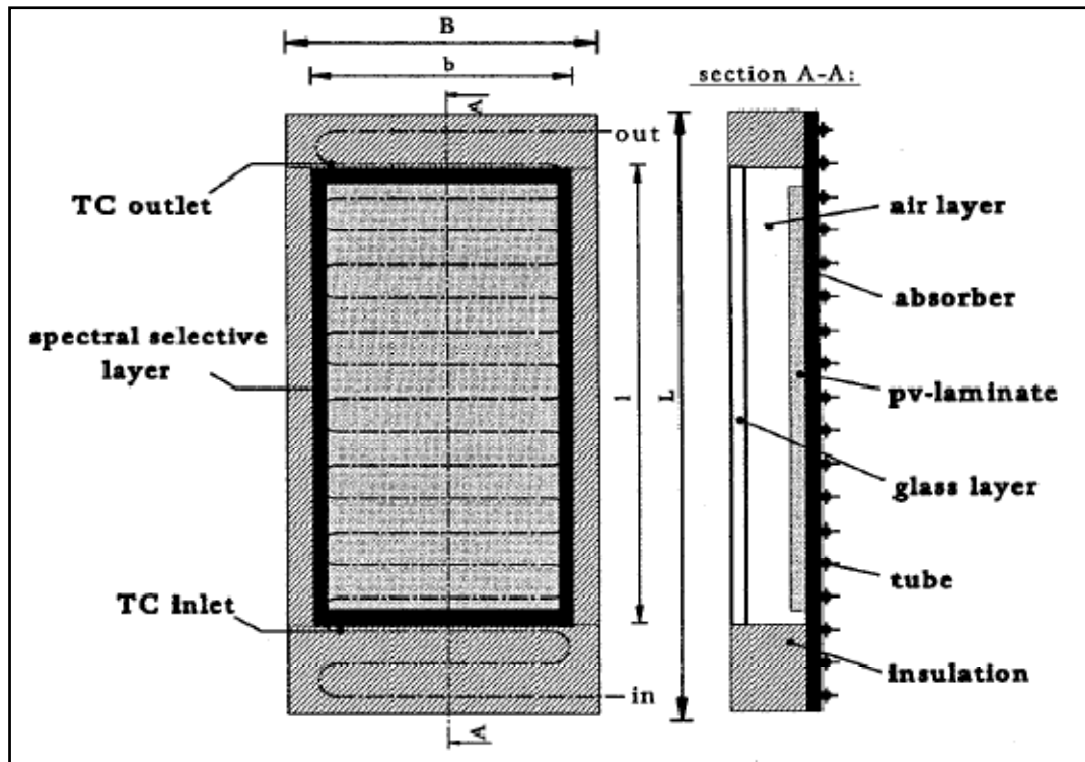


Figura 6.2. Diseño del panel fotovoltaico-térmico.

Símbolo	Descripción	Valor	Observaciones
$A_{pvt,t}$	Superficie total panel híbrido	1.62 m^2 ($B \cdot L = 910 \cdot 1776 \text{ mm}^2$)	
A_{pvt}	Superficie de abertura del panel híbrido	0.944 m^2 ($b \cdot l = 710 \cdot 1330 \text{ mm}^2$)	
A_{pv}	Superficie del panel pv	0.939 m^2 ($708 \cdot 1326 \text{ mm}^2$)	
D_i	Diámetro interior del tubo	0.008 m	
D	Diámetro del tubo	0.010 m	
W	Distancia entre tubos	0.095 m	
δ_{abs}	Espesor del absorbedor	0.20 mm	
δ_{Si}	Espesor de la lámina pv	0.35 mm	Espesor de las células fotovoltaicas
δ_{eva}	Espesor del encapsulante de la lámina fotovoltaica	0.50 mm	EVA (etileno-vinilo-acetato)
$\delta_{pv \text{ cubierta}}$	Espesor de la cubierta frontal del panel pv	3.2 mm	
$\delta_{cubierta}$	Espesor de la cubierta del panel híbrido	3.0 mm	

6.2. Propiedades eléctricas

Símbolo	Descripción	Valor	Observaciones
I_{sc}	Corriente de cortocircuito	3.06 A	
V_{oc}	Tensión de circuito abierto	43.2 V	
P_{mp}	Máxima potencia	96.7 W	
η	Rendimiento en condiciones STC	10.3 %	$\eta = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{A \cdot G}$
α	Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito	$0.0004 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	$\alpha = \frac{1}{I_{sc}} \cdot \frac{dI_{sc}}{dT}$
β	Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto	$-0.0036 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	$\beta = \frac{1}{V_{sc}} \cdot \frac{dV_{sc}}{dT}$
δ	Coeficiente de temperatura de la potencia máxima	$-0.45 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$	$\delta = \frac{1}{P_{mp}} \cdot \frac{dP_{mp}}{dT}$

6.3. Propiedades térmicas

Símbolo	Descripción	Valor	Observaciones
k_{abs}	Conductividad del absorbedor (cobre)	$390 \frac{W}{m \cdot ^{\circ}C}$	
k_{Si}	Conductividad de la lámina pv (silicio)	$84 \frac{W}{m \cdot ^{\circ}C}$	
$k_{cubierta}$	Conductividad de la cubierta	$1.0 \frac{W}{m \cdot ^{\circ}C}$	
k_{EVA}	Conductividad del encapsulamiento	$0.35 \frac{W}{m \cdot ^{\circ}C}$	Krauter, 1993

6.4. Características de la lámina PV

La disposición de las células fotovoltaicas es la dada por el módulo Shell Solar IRS 95C, tal como se en muestra en la Figura 6.2. La disposición de espesores de cada componente y su respectiva conductividad térmica se muestra en la Figura 6.3.

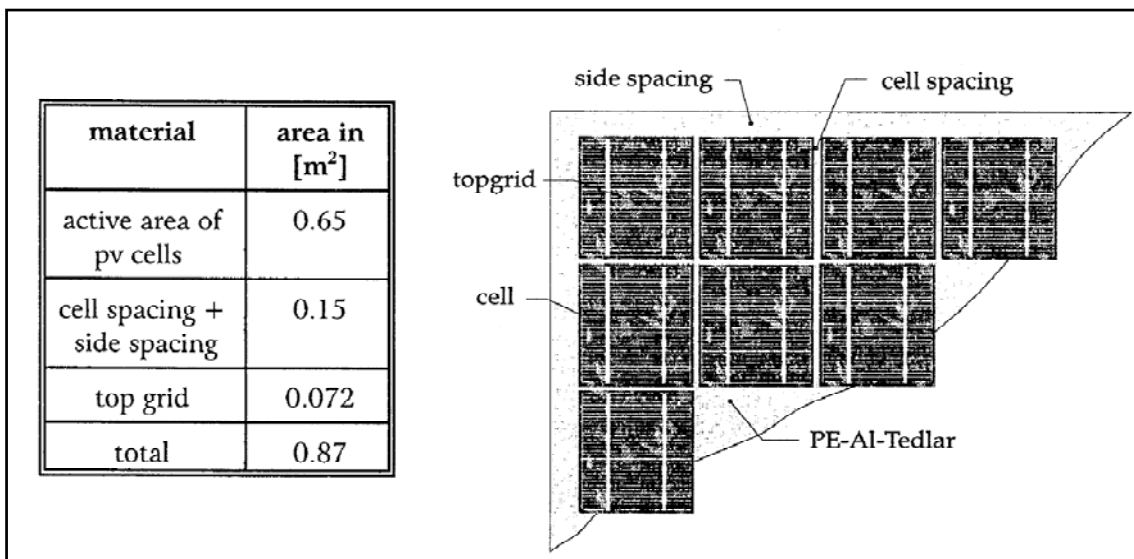


Figura 6.3. Disposición de las células fotovoltaicas.

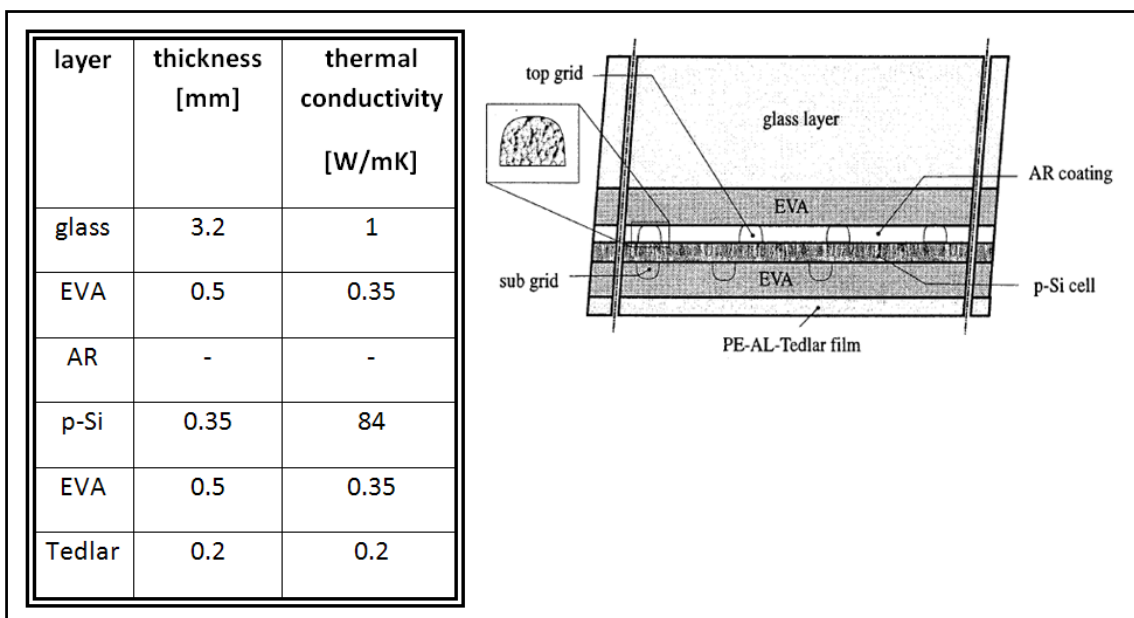


Figura 6.4. Disposición de los componentes fotovoltaicos.

Para asegurar una buena transferencia de calor entre las láminas fotovoltaicas y la placa absorbidora, se usa un adhesivo, que contiene óxido de aluminio, para unir ambos componentes. El espesor de la capa adhesiva se estima en $50 \mu\text{m}$, y tiene una conductividad térmica de $0.85 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$.

El panel está provisto de aislante térmico en la parte posterior y lateral para minimizar pérdidas. La altura y distancia a la que se sitúa el aislante lateral es la adecuada para asegurar que este no influye en la captación de radiación de la lámina fotovoltaica.

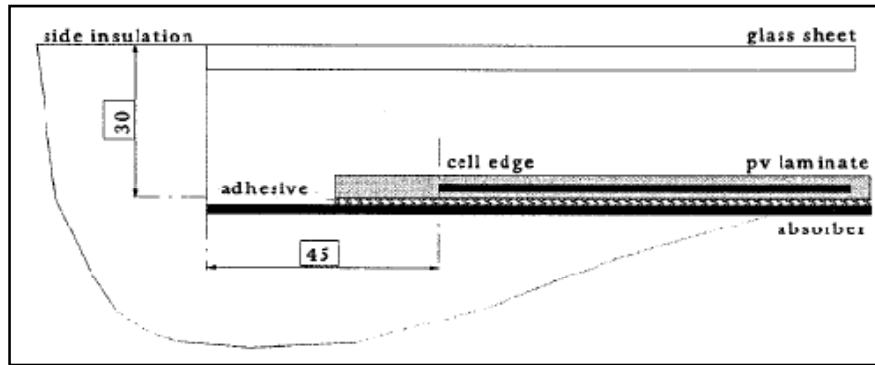


Figura 6.5. Situación del aislante del combi-panel.

6.5. Curva de rendimiento térmico

Las curvas del rendimiento térmico, tanto del colector individual AGPO ZEN, como del panel PVT con y sin producción de electricidad se muestran en la figura 6.6.

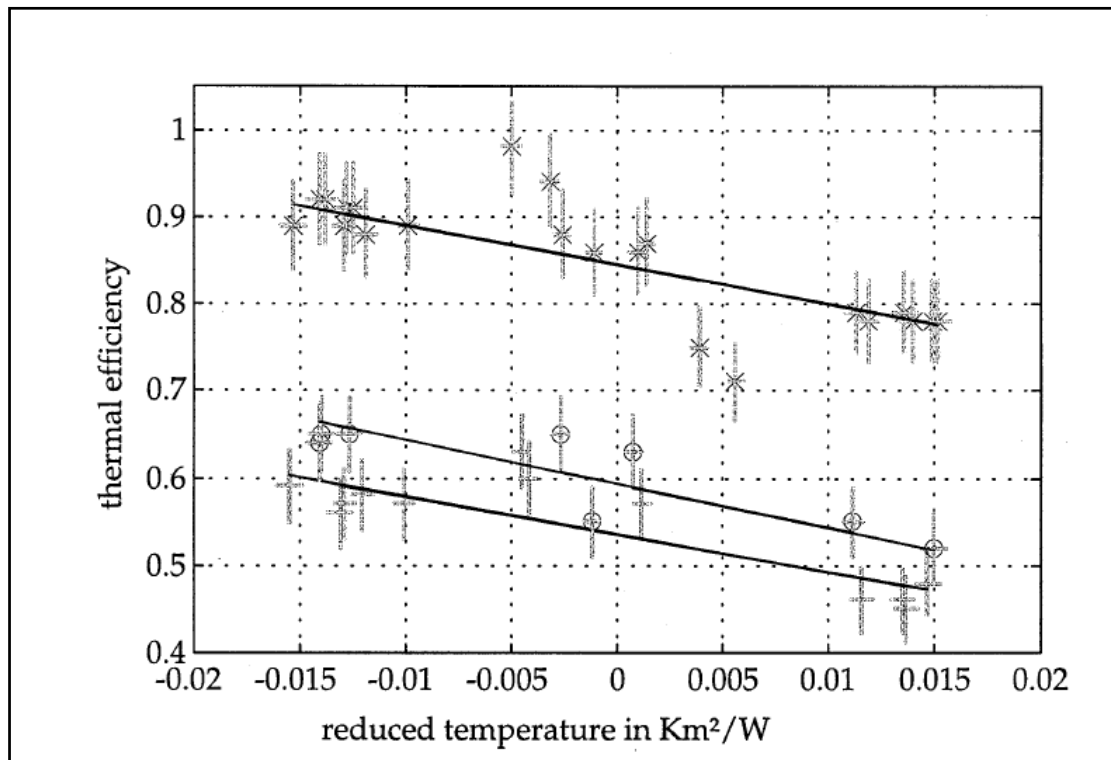


Figura 6.6. Rendimiento térmico (η_t) frente a la reducción de temperatura $\left(\frac{t_{epvt} - t_{spvt}}{I_{gl}} \right)$
para el colector (*), para el combi-panel con producción de electricidad (+)
y para el combi-panel sin producción de electricidad (o).

La Figura 6.6 representa la curva del rendimiento térmico de tres paneles, la primera representa la curva del colector térmico AGPO ZEN (sin integración de células fotovoltaicas), la segunda representa la curva del rendimiento térmico del panel híbrido pero sin producción de energía eléctrica (las láminas fotovoltaicas únicamente actúan como absorbedor, solo produce

energía térmica), y por último, la curva de rendimiento térmico del panel híbrido cuando produce energía térmica y fotovoltaica.

Estas curvas han sido obtenidas en condiciones de normalización, es decir para velocidades del viento nulas y durante las horas centrales del día, que es cuando la radiación es más constante. Y para un caudal de $2 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$.

$$\dot{m} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3 / \text{s} \quad (6.1)$$

A partir de la curva de normalización de la figura 6.6 se obtienen los valores de $F_R U_{PVT}$ y $F_R (\tau\alpha)$.

- Para el colector térmico:

$$F_R \cdot U_{co} = 4.7 \text{ W} / \text{m}^2 \text{ K} \quad (6.2)$$

$$F_R \cdot (\tau\alpha)_{co} = 0.85 \quad (6.3)$$

- Para el panel híbrido sin producción de energía eléctrica.

$$F_R \cdot U_{PVT} = 5.3 \text{ W} / \text{m}^2 \text{ K} \quad (6.4)$$

$$F_R \cdot (\tau\alpha)_{PVT} = 0.6 \quad (6.5)$$

- Para el panel híbrido con producción de energía eléctrica.

$$F_R \cdot U_{PVT} = 5.3 \text{ W} / \text{m}^2 \text{ K} \quad (6.6)$$

$$F_R \cdot U_{PVT} = 0.55 \quad (6.7)$$

A partir de estos datos anteriormente descritos, a continuación se analiza la diferencia en la producción de energía térmica ente un colector plano y un panel PVT para diferentes días del año.

CAPÍTULO 7. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICO-TÉRMICA.

En este capítulo se analizará la producción de energía fotovoltaica y térmica de una instalación situada en Arganda del Rey y formada de 12 paneles de características idénticas al panel solar diseñado por W. Des Vries^[6] y descrito en capítulo anterior.

Los cálculos se obtienen mediante una simulación con el software Mathcad 14.0, utilizando la formulación expuesta en el capítulo 5 y a partir de los datos climatológicos recogidos por la Planta Experimental de Energía Solar del Instituto Eduardo Torroja en Arganda del Rey durante el año 2008, y de las características térmicas y fotovoltaicas del panel.

La instalación consta, además de los paneles solares fotovoltaico-térmicos, de otros componentes necesarios para el aprovechamiento de la energía térmica y eléctrica que estos paneles producen.

La parte fotovoltaica de la instalación, al igual que la instalación fotovoltaica descrita en el capítulo 3, está integrada por un inversor marca FRONIUS 120-300 de 1.0 kWac, descrito en dicho capítulo.

En cuanto a la parte térmica, la instalación necesita los componentes necesarios para transportar y almacenar el calor para su posterior uso. Estos componentes son un intercambiador de calor, un tanque de almacenamiento, dos bombas de circulación, una para el circuito primario y otra para el secundario, y una red de tuberías que conecta todos los componentes de la instalación.

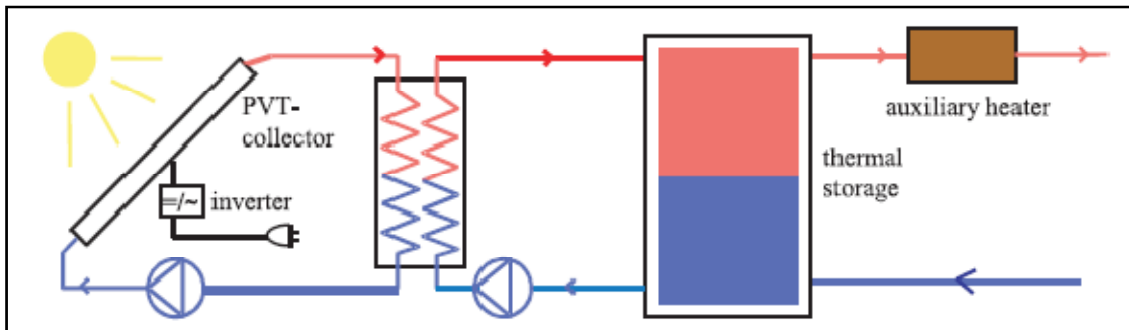


Figura 7.1. Componentes de la instalación de paneles PVT.

7.1. Distribución de los paneles PVT

Los 12 paneles fotovoltaico-térmicos de los que consta la instalación se disponen, al igual que la instalación de paneles fotovoltaicos (capítulo 3), en 2 ramales de 6 paneles cada uno. Para la parte fotovoltaica, los ramales estarán en paralelo, y los paneles de cada ramal en serie. La instalación térmica se dispone de modo que todos los paneles estén en paralelo.

Teniendo en cuenta el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la distancia entre paneles debe ser:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \text{latitud})} = 1.7272m \quad (7.1)$$

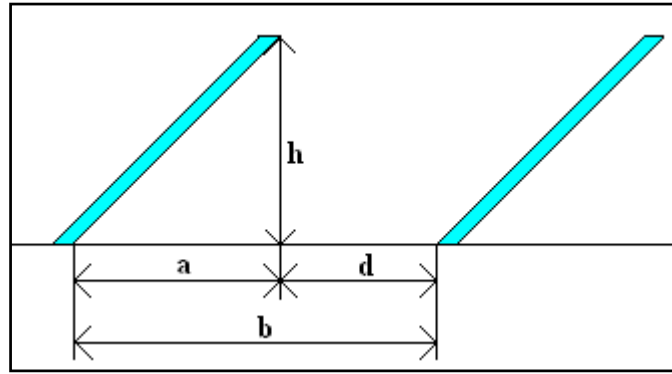


Figura 7.2. Distancia entre paneles.

La superficie total del sistema de captación es de 36 m^2 .

7.2. Descripción de la instalación térmica

La parte térmica de la instalación consta de un circuito primario que está formado por los paneles fotovoltaico-térmicos, un intercambiador de calor y una bomba de circulación. El circuito secundario lo forman el tanque de almacenamiento, una fuente auxiliar y otra bomba de circulación.

7.2.1. Fluido térmico

En el circuito primario el fluido térmico utilizado es agua, y el caudal utilizado en el panel fotovoltaico-térmico es el dado por De Vries [6]:

$$\dot{m} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3 / \text{s} \quad (7.2)$$

7.2.2. Tuberías

Las tuberías utilizadas son de cobre de 1 pulgada y están envueltas por aislante de fibra de vidrio. Sus propiedades se muestran en la siguiente tabla:

Componente	Material	ρ (kg/m^3)	C_p ($\text{J/kg}^\circ\text{C}$)	L (m/m^2)
Tubería	Cobre	8950	400	2,5
Aislante	Fibra de vidrio	90	1260	2,5

Figura 7.3. Propiedades de los materiales de la tubería y el aislante.

7.2.3. Intercambiador de calor

Para transmitir el calor del circuito primario al circuito secundario, la instalación térmica requiere de un intercambiador de calor para que realice dicha función.

En la instalación de paneles fotovoltaico-térmicos que se estudia en este proyecto se utiliza un intercambiador de placas.

El intercambiador se diseña para una eficiencia comprendida entre el 40% y el 70%. Para tener una buena eficiencia hace falta mayor área de intercambio, lo que implica un mayor coste. La instalación se simula para un intercambiador con una eficiencia del 50%.

7.2.4. Tanque de almacenamiento

El tanque de almacenamiento compensa, el desfase entre el calor producido por la instalación y la demanda de calor.

El volumen del tanque de almacenamiento es proporcional al área de paneles instalada. Un aumento de la capacidad del tanque supone mayor acumulación de energía. Además supone mayor rendimiento ya que se necesitará más calor para llegar a la temperatura máxima de almacenamiento. Normalmente se eligen relaciones entre 60 y 100 l/m³. La instalación se ha simulado para una relación de 80 l/m³.

El tanque de almacenamiento está protegido con aislante de lana de vidrio, cuyas propiedades son las siguientes:

Material	Lana de vidrio
Conductividad	0.036 W/m°C
Espesor	70 mm
Coeficiente global de transferencia de calor	0.514 W/m ² °C

Figura 7.4. Propiedades de los materiales de la tubería y el aislante.

7.3. Resultados diarios.

En este apartado se exponen los resultados de la simulación de esta instalación para tres días característicos.

7.3.1. Día 10 de Agosto.

7.3.1.1. Condiciones ambientales.

La radiación incidente sobre un plano inclinado a 30° en Arganda del Rey durante el día 10 de Agosto de 2008 se representa en la Figura 7.5.

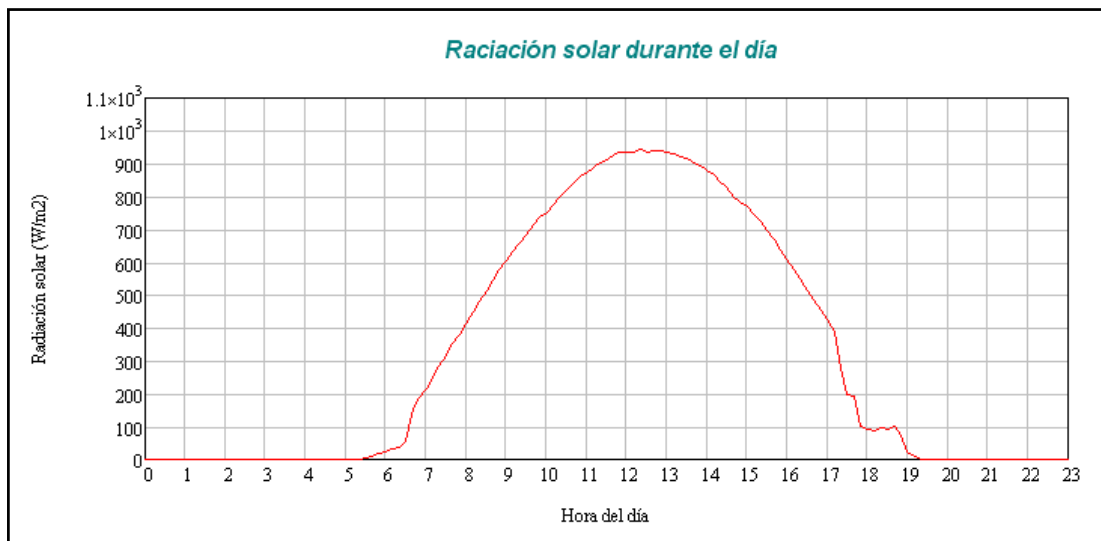


Figura 7.5. Radiación incidente el 10 de Agosto de 2008.

Las condiciones de temperatura ambiente y velocidad del viento se muestran en las siguientes figuras.

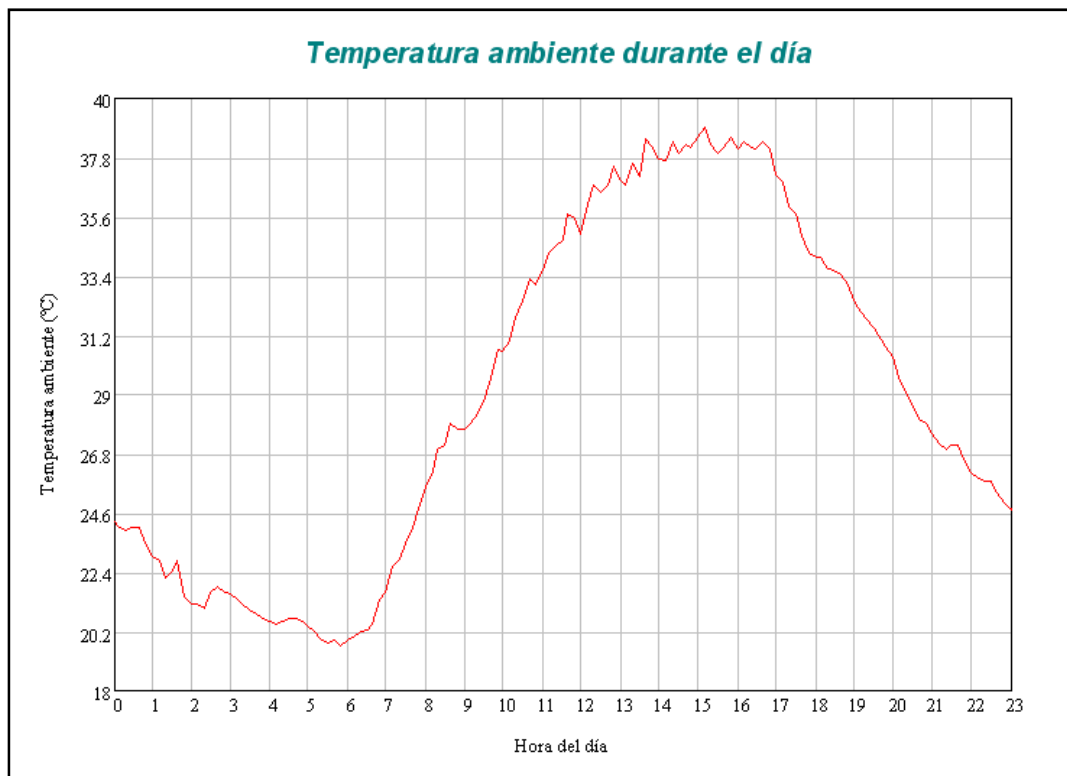


Figura 7.6. Temperatura ambiente durante el día 10 de Agosto de 2008.

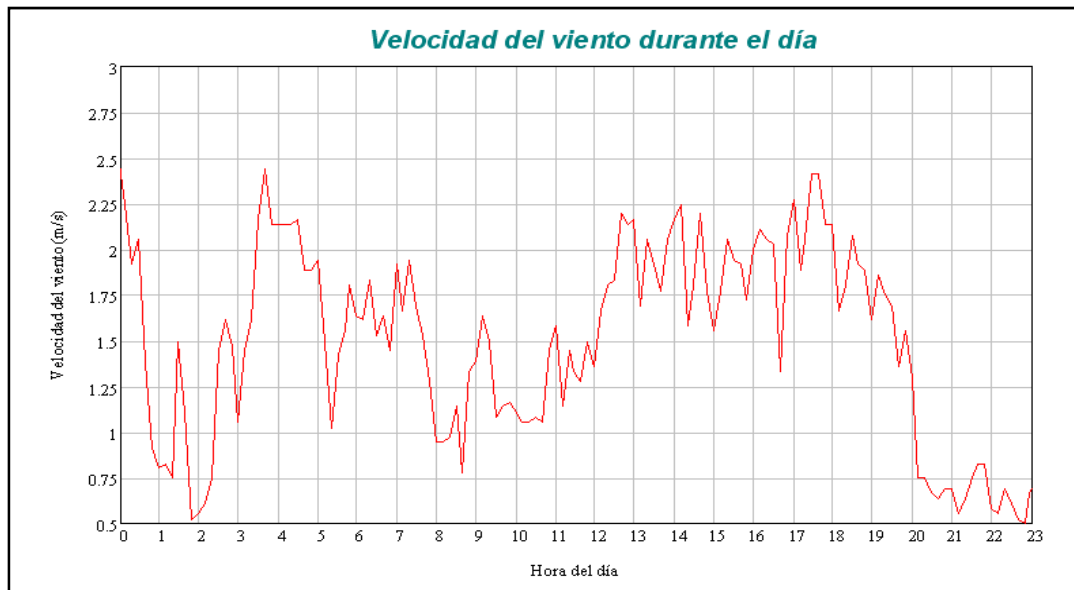


Figura 7.7. Velocidad del viento durante el día 10 de Agosto.

7.3.1.2. Temperaturas.

En la Figura 7.8 se muestran evolución de las temperaturas de los componentes de la parte térmica de la instalación obtenidas de la simulación realizada.

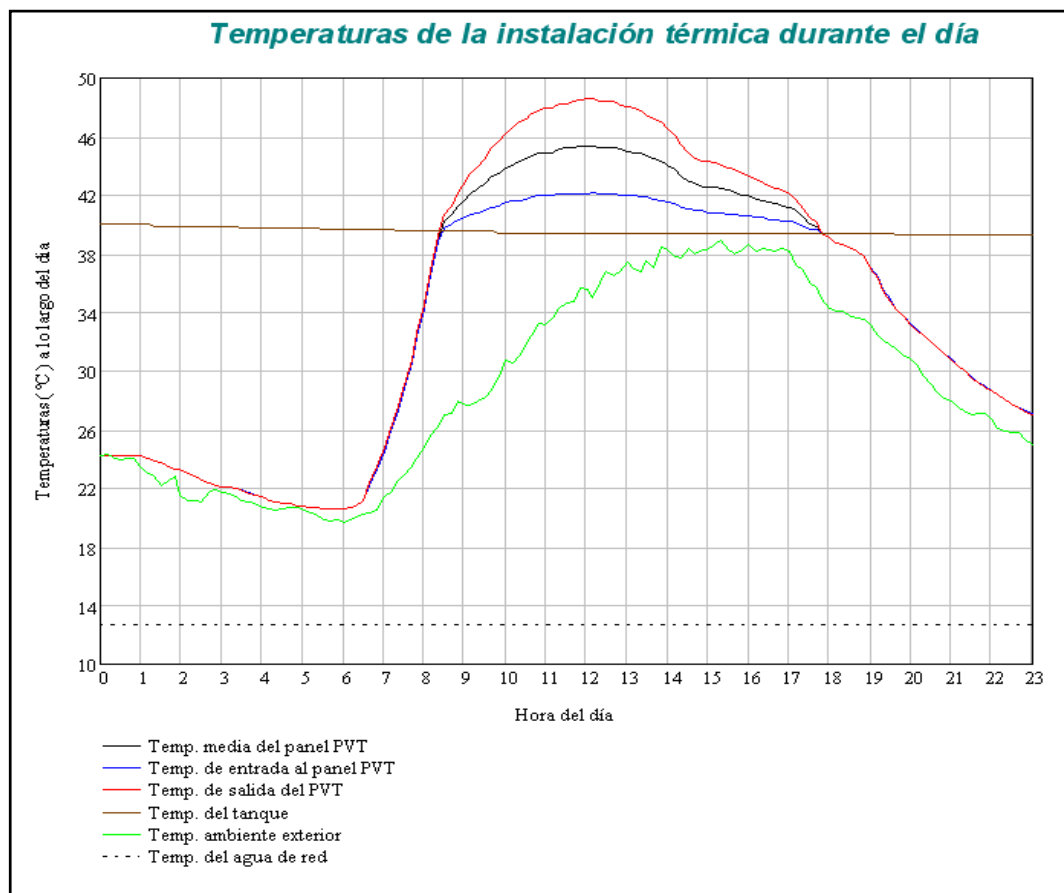


Figura 7.8. Evolución de las temperaturas durante el día 10 de Agosto.

El análisis de la Figura 7.8 es importante para entender el funcionamiento de la instalación.

En el momento en el que los paneles comienzan a recibir radiación se pone en marcha la bomba del circuito primario, ya que la temperatura a la salida del panel es mayor que la temperatura ambiente.

Cuando la temperatura del fluido térmico supera la temperatura a la que se encuentra el tanque de almacenamiento se activa la bomba de circulación del circuito secundario, es entonces cuando es transportado el calor desde el intercambiador hasta el acumulador. La simulación ha sido realizada de manera que en todo momento la energía térmica que se cede al tanque de almacenamiento es extraída como calor útil, considerando las pérdidas térmicas que se producen en el tanque. De ahí que la temperatura del tanque permanezca siempre constante. La temperatura de consumo para la que ha sido simulada esta instalación es de 40 °C.

Cuando la temperatura de salida del panel es inferior a la temperatura del tanque la bomba del circuito secundario se para. Lo mismo ocurre con la bomba del circuito primario cuando la temperatura es inferior a la temperatura ambiente.

7.3.1.3. Balance energético de la instalación.

El balance energético por unidad de área en la instalación de paneles PVT se aprecia en la Figura 7.9, donde se diferencia la radiación interceptada por metro cuadrado, las pérdidas de calor y el calor suministrado al tanque de almacenamiento.

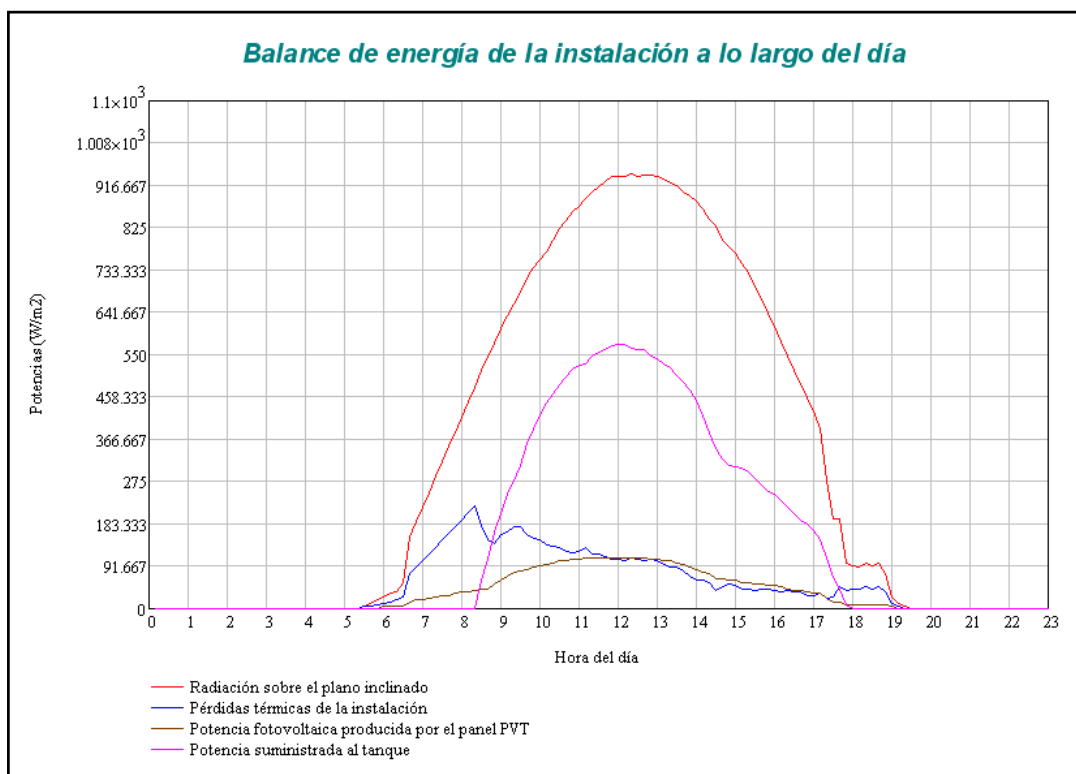


Figura 7.9. Balance energético por unidad de área durante el 10 de Agosto.

Se aprecia como hasta pasadas las 8 h. no se suministra calor al tanque, ya que hasta ese momento no se han alcanzado temperaturas superiores a los 40°C en la salida del panel PVT, y cómo deja de hacerlo cuando la radiación disminuye y esta temperatura es inferior a 40°C.

En cuanto a la energía eléctrica producida se observa la relación con la radiación recibida, en los momentos de máxima radiación es cuando mayor producción eléctrica hay, aunque como ya se ha explicado es también en esos momentos cuando mayores pérdidas eléctricas hay, como se muestra en la Figura 7.10.

En la siguiente figura se representa un desglose de las pérdidas energéticas de la parte térmica de la instalación, diferenciado las pérdidas por inercia térmica, por convección con el viento y las pérdidas en condiciones de normalización.

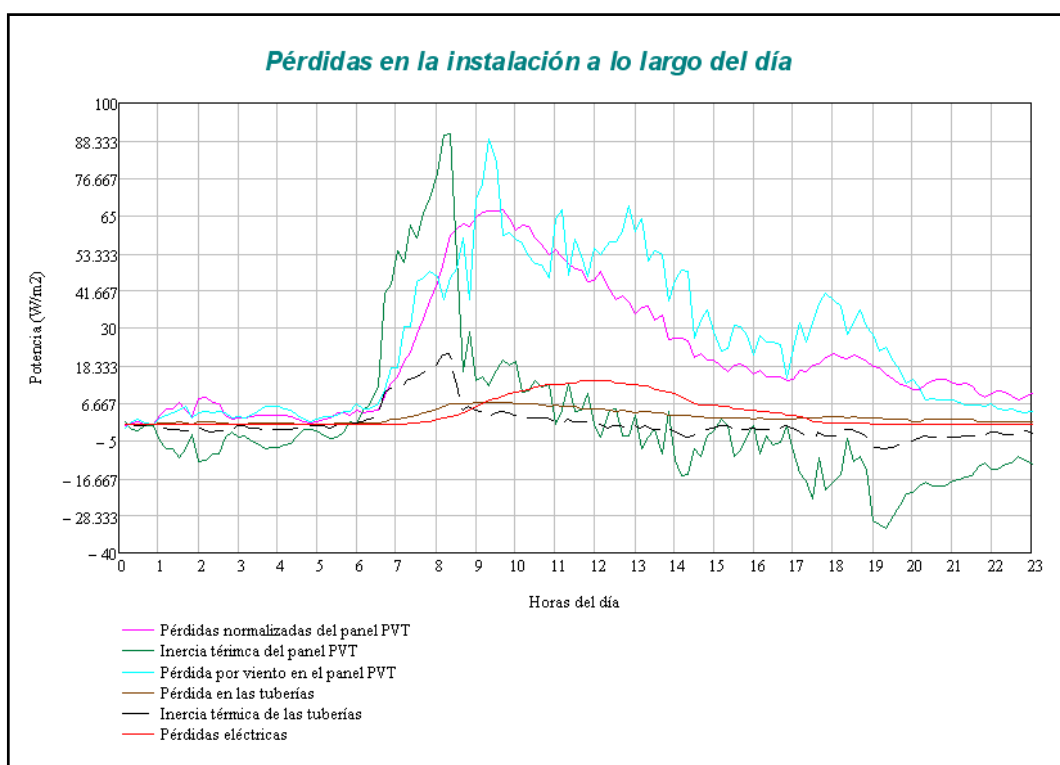


Figura 7.10. Pérdidas del día 10 de Agosto.

7.3.1.4. Rendimiento de la instalación.

La siguiente tabla muestra la radiación total recibida por la instalación de paneles solares fotovoltaico-térmicos el 10 de Agosto, el calor útil entregado ese día y la energía eléctrica producida, con lo que se obtiene el rendimiento térmico y eléctrico diario.

Radiación	8351.05 W·h/m ²
Calor útil	3464.79 W·h/m ²
Producción fotovoltaica	780.44 W·h/m ²
Rendimiento térmico	41.5 %
Rendimiento eléctrico	9.3 %
Rendimiento total	50.8 %

La instalación de paneles fotovoltaico-térmico durante el día 10 de Agosto tiene un rendimiento térmico del 41.5% y un rendimiento eléctrico del 9.3%, lo que quiere decir que esta instalación aprovecha el 50.8 % de la radiación recibida.

7.3.2. Día 25 de Abril.

7.3.2.1. Condiciones ambientales.

La radiación incidente sobre un plano inclinado a 30° en Arganda del Rey durante el día 25 de Abril de 2008 se representa en la Figura 7.14.

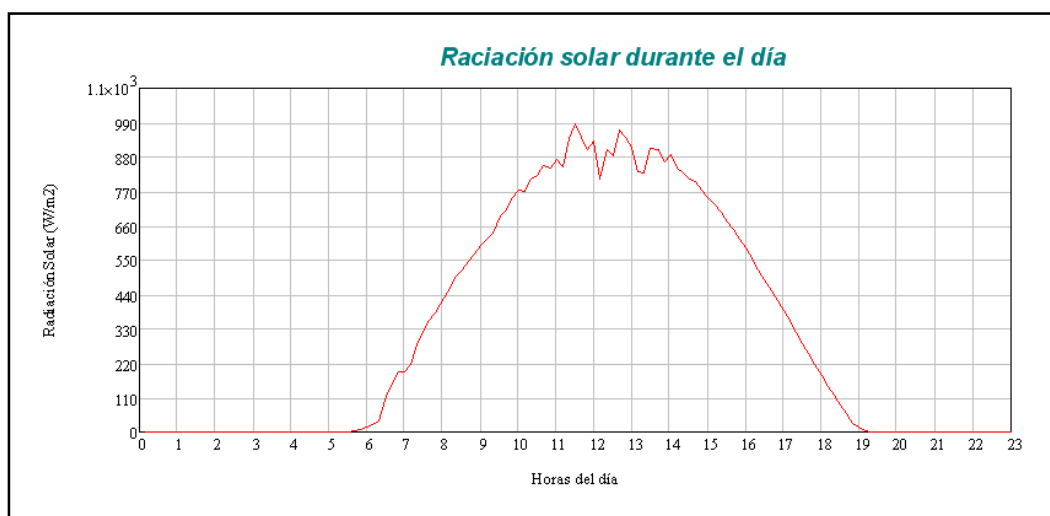


Figura 7.11. Radiación incidente el 25 de Abril de 2008.

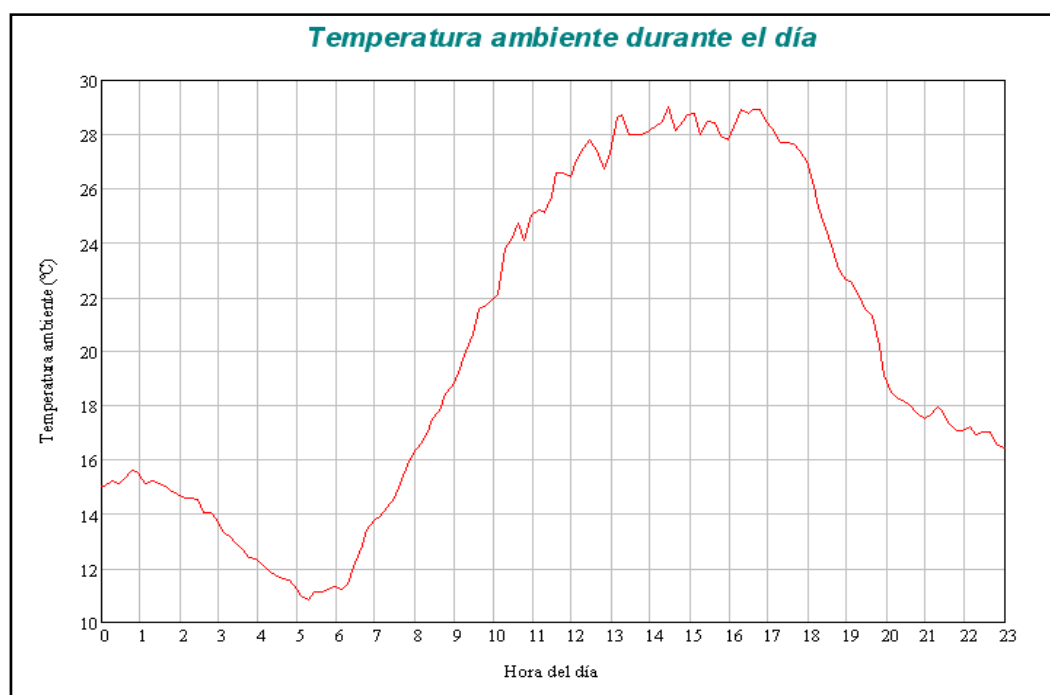


Figura 7.12. Temperatura ambiente durante el día 25 de Abril de 2008.

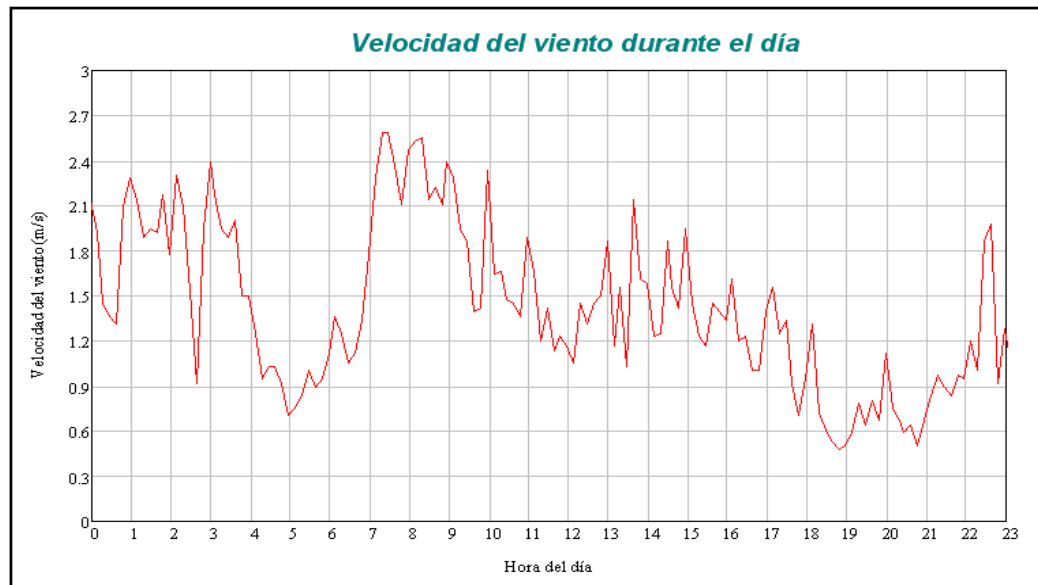


Figura 7.13. Velocidad del viento durante el día 25 de Abril.

7.3.2.2. Temperaturas.

En la Figura 7.14 se muestran evolución de las temperaturas de los componentes de la parte térmica de la instalación obtenidas de la simulación realizada.

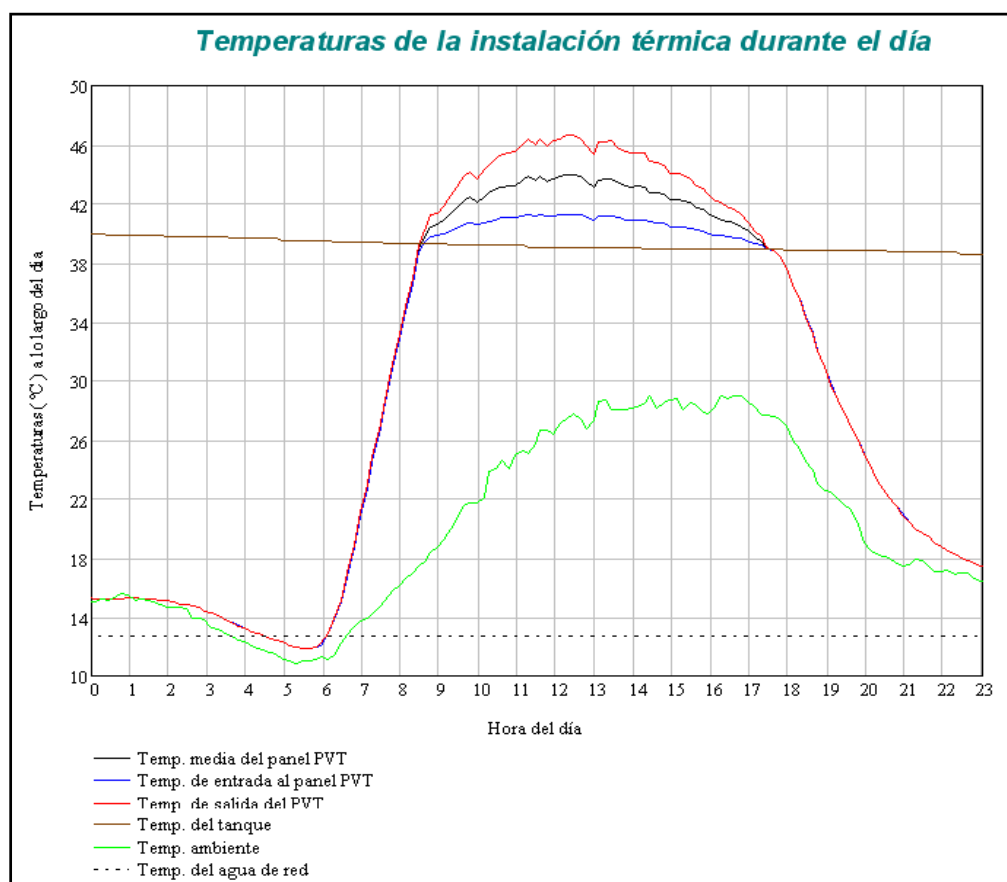


Figura 7.14. Evolución de las temperaturas durante el día 25 de Abril.

En el momento en el que los paneles comienzan a recibir radiación se pone en marcha la bomba del circuito primario, sobre las 6 h., ya que la temperatura a la salida del panel es mayor que la temperatura ambiente.

A las 7:30 h., cuando la temperatura del fluido térmico supera la temperatura a la que se encuentra el tanque de almacenamiento se activa la bomba de circulación del circuito secundario, es entonces cuando es transportado el calor desde el intercambiador hasta el acumulador. La simulación ha sido realizada de manera que en todo momento la energía térmica que se cede al tanque de almacenamiento es extraída como calor útil, considerando las pérdidas térmicas que se producen en el tanque. De ahí que la temperatura del tanque permanezca siempre constante. La temperatura de consumo para la que ha sido simulada esta instalación es de 40 °C.

Cuando la temperatura de salida del panel es inferior a la temperatura del tanque (17:30 h.) la bomba del circuito secundario se para. Lo mismo ocurre con la bomba del circuito primario cuando la temperatura es inferior a la temperatura ambiente.

7.3.2.3. Balance energético de la instalación.

El balance energético en la instalación de paneles PVT se aprecia en la Figura 7.18, donde se diferencia la radiación interceptada por metro cuadrado, las pérdidas de calor y el calor suministrado al tanque de almacenamiento.

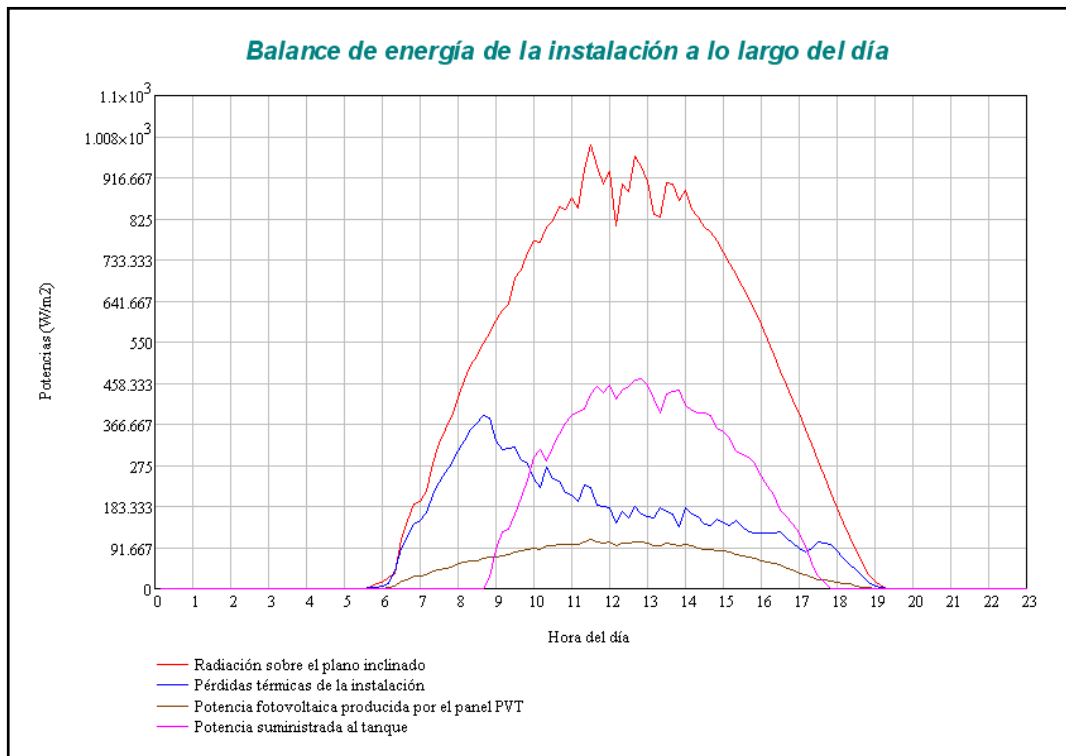


Figura 7.15. Balance energético durante el 25 de Abril.

Se aprecia como hasta pasadas las 8:30 h. no se suministra calor al tanque, ya que hasta ese momento no se han alcanzado temperaturas superiores a los 40°C en la salida del panel PVT, y cómo deja de hacerlo cuando la radiación disminuye y esta temperatura es inferior a 40°C.

En cuanto a la energía eléctrica producida se observa la relación con la radiación recibida, en los momentos de máxima radiación es cuando mayor producción eléctrica hay, aunque como ya se ha explicado es también en esos momentos cuando mayores pérdidas eléctricas hay, como se muestra en la Figura 7.16.

En la siguiente figura se representa un desglose de las pérdidas energéticas de la parte térmica de la instalación, diferenciado las pérdidas por inercia térmica, por convección con el viento y las pérdidas en condiciones de normalización.

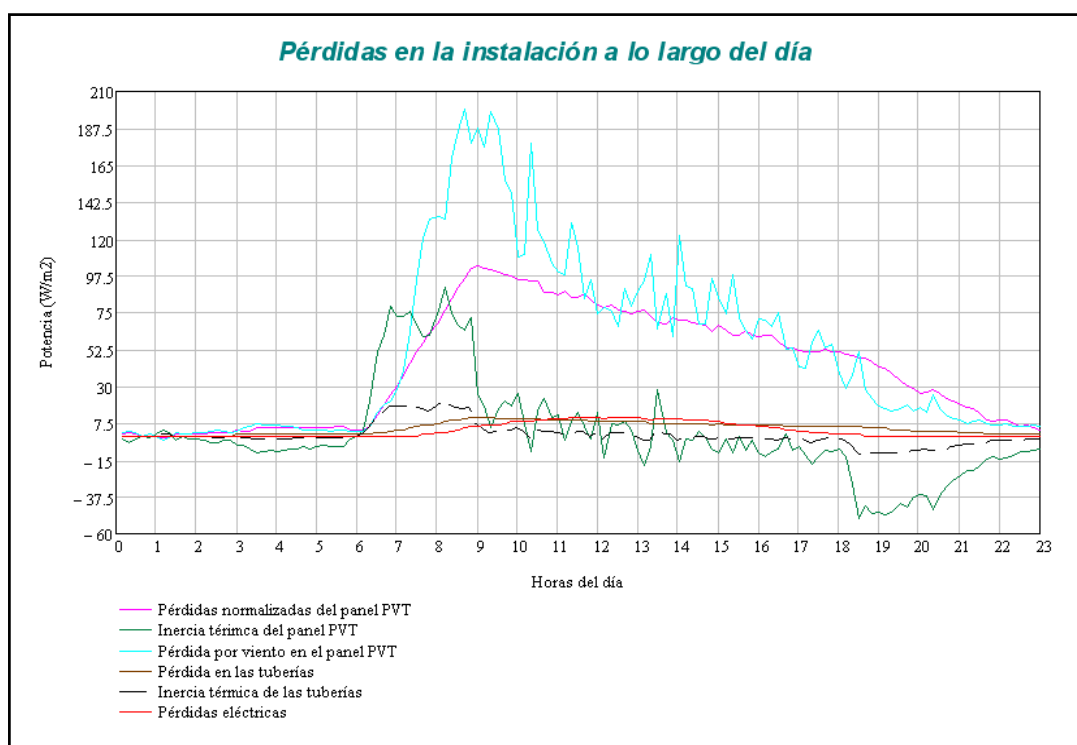


Figura 7.16. Pérdidas del día 25 de Abril.

7.3.2.1. Rendimiento de la instalación.

La siguiente tabla muestra la radiación total recibida por la instalación de paneles solares fotovoltaico-térmicos el 25 de Abril, el calor útil entregado ese día y la energía eléctrica producida, con lo que se obtiene el rendimiento térmico y eléctrico diario.

Radiación	9095.7 W·h/m ²
Calor útil	2833.83 W·h/m ²
Producción fotovoltaica	859.124 W·h/m ²
Rendimiento térmico	31.2 %
Rendimiento eléctrico	9.4 %
Rendimiento total	40.6 %

La instalación de paneles fotovoltaico-térmico durante el día 25 de Abril tiene un rendimiento térmico del 31.2% y un rendimiento eléctrico del 9.4%, lo que quiere decir que esta instalación aprovecha el 40.6 % de la radiación recibida.

7.3.3. Día 30 de Noviembre.

7.3.3.1. Condiciones ambientales.

La radiación incidente sobre un plano inclinado de 30° en Arganda del Rey durante el día 30 de Noviembre de 2008 se representa en la Figura 7.17.

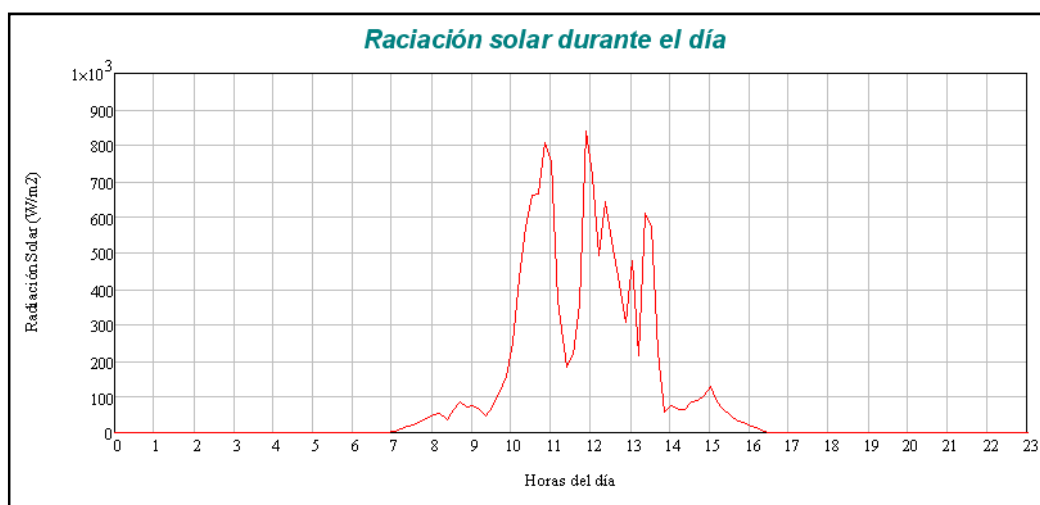


Figura 7.17. Radiación incidente el 30 de Noviembre de 2008.

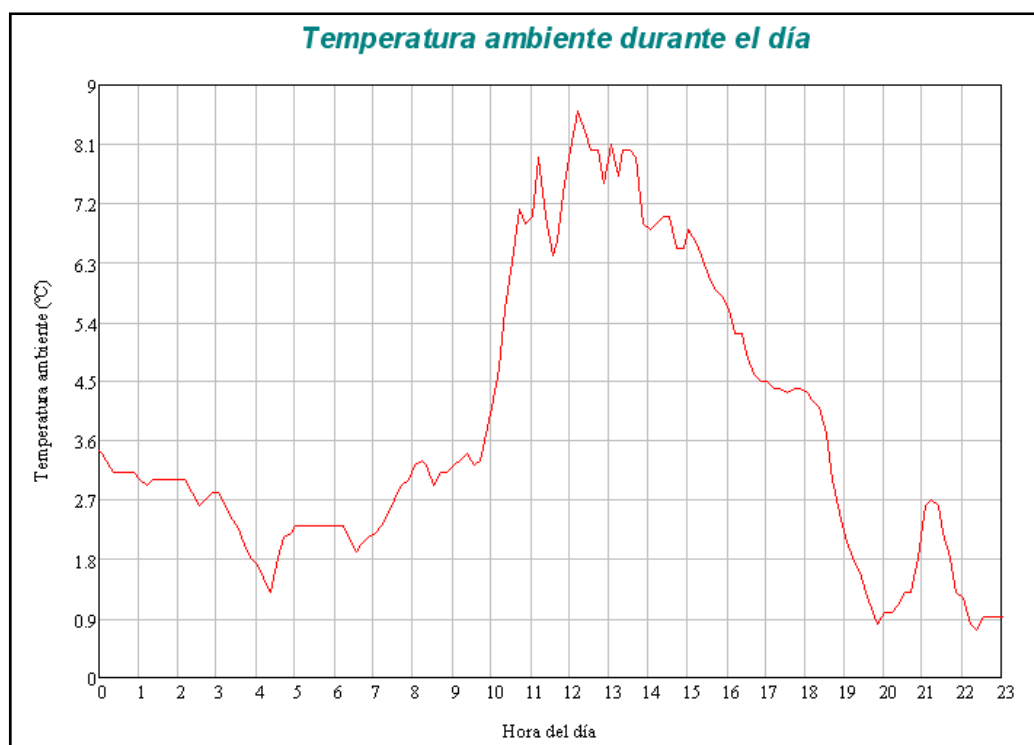


Figura 7.18. Temperatura ambiente durante el día 30 de Noviembre de 2008.

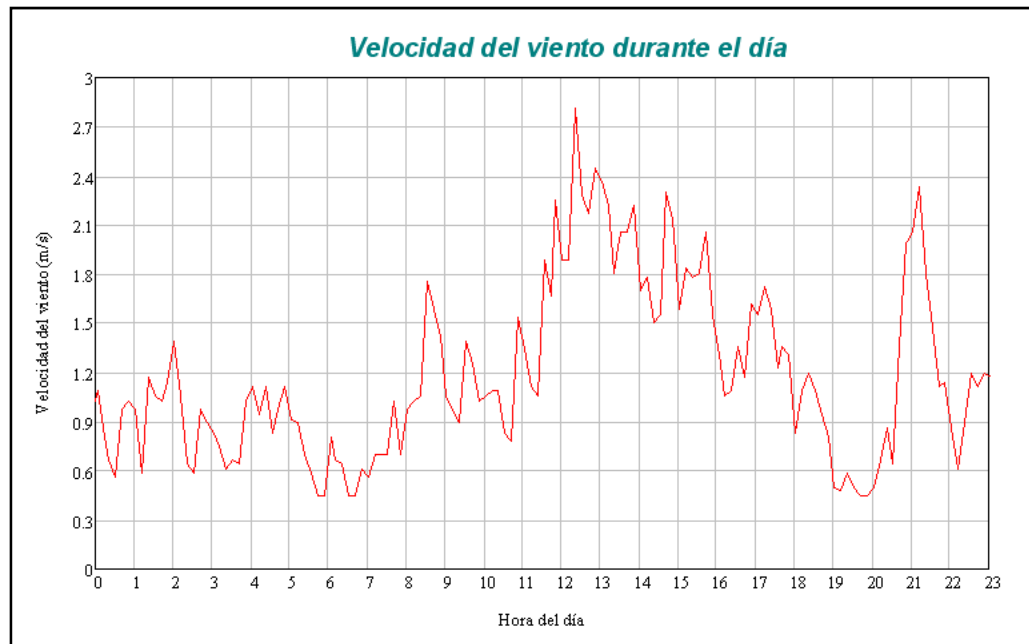


Figura 7.19. Velocidad del viento durante el día 30 de Noviembre.

7.3.3.2. Temperaturas.

En la Figura 7.20 se muestran evolución de las temperaturas de los componentes de la parte térmica de la instalación obtenidas de la simulación realizada.

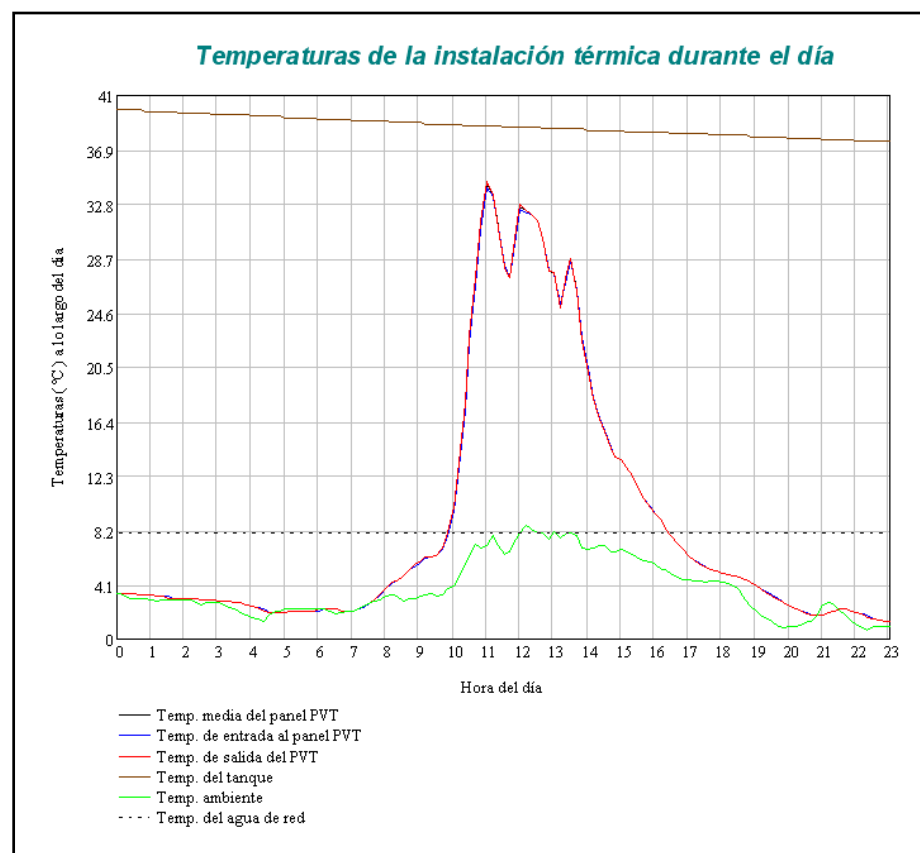


Figura 7.20. Evolución de las temperaturas durante el día 30 de Noviembre.

En el momento en el que la temperatura del panel es superior a la temperatura ambiente se pone en marcha la bomba del circuito primario, sobre las 8 h.

En ningún momento la temperatura del fluido térmico supera la temperatura a la que se encuentra el tanque de almacenamiento, por lo tanto, este día no se activa la bomba de circulación del circuito secundario, y no se suministra calor al tanque de almacenamiento. Como la simulación ha sido realizada de manera que el calor extraído es la energía térmica suministrada al tanque, considerando las pérdidas térmicas que se producen en el mismo, el calor útil de este día es nulo. La temperatura del tanque disminuye ligeramente, este pequeño descenso de temperatura se debe a que no tiene ningún aporte de energía térmica y de las pérdidas de calor que sufre.

7.3.3.3. Balance energético de la instalación.

El balance energético en la instalación de paneles PVT se aprecia en la Figura 7.21, donde se diferencia la radiación interceptada por metro cuadrado, las pérdidas de calor y el calor suministrado al tanque de almacenamiento.

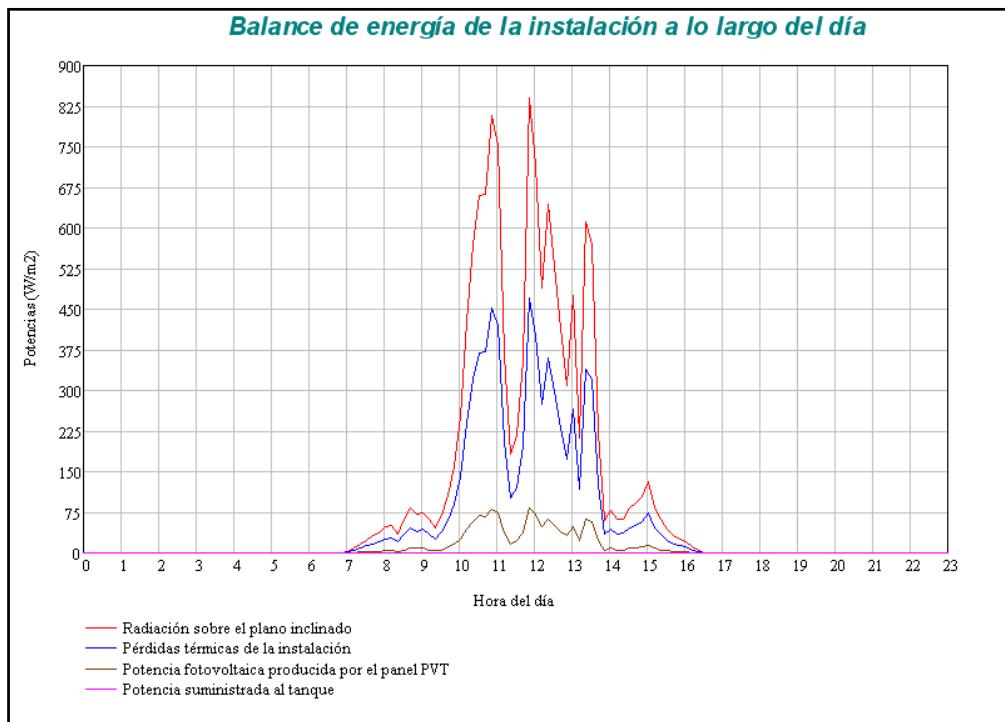


Figura 7.21. Balance energético durante el 30 de Noviembre.

Se aprecia que no se suministra calor al tanque, ya que en ningún momento se alcanzan temperaturas superiores a los 40°C en la salida del panel PVT.

En cuanto a la energía eléctrica producida se observa la relación con la radiación recibida. Debido a los bajos valores de temperatura que alcanza el panel durante este día, las pérdidas térmicas en el panel fotovoltaico son muy pequeñas, como se muestra en la Figura 2.22.

En la siguiente figura se representa un desglose de las pérdidas energéticas de la parte térmica de la instalación, diferenciado las pérdidas por inercia térmica, por convección con el viento y las pérdidas en condiciones de normalización.

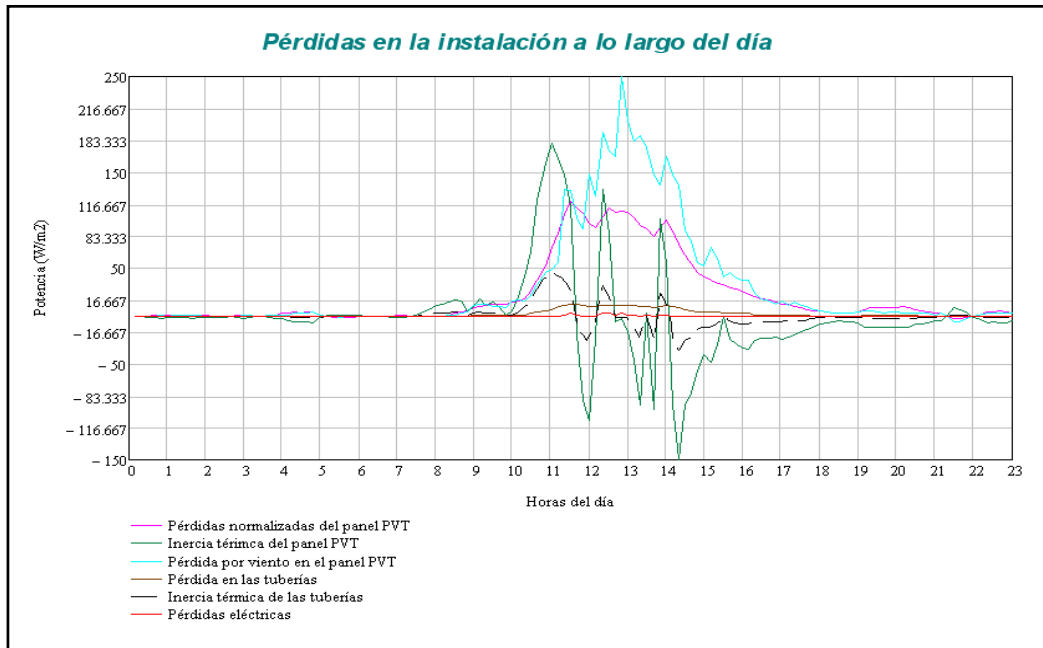


Figura 7.22. Pérdidas del día 30 de Noviembre.

7.3.3.4. Rendimiento de la instalación.

La siguiente tabla muestra la radiación total recibida por la instalación de paneles solares fotovoltaico-térmicos el 30 de Noviembre, el calor útil entregado ese día y la energía eléctrica producida, con lo que se obtiene el rendimiento térmico y eléctrico diario.

Radiación	2225.88 W·h/m ²
Calor útil	0 W·h/m ²
Producción fotovoltaica	225.62 W·h/m ²
Rendimiento térmico	0 %
Rendimiento eléctrico	10.1 %
Rendimiento total	10.1 %

La instalación de paneles fotovoltaico-térmico durante el día 30 de Noviembre tiene un alto rendimiento eléctrico, del 10.1%, debido a las bajas temperaturas a las que opera. El rendimiento térmico es nulo ya que no se aporta ningún calor al tanque de almacenamiento.

7.3.4. Día 4 de Enero.**7.3.4.1. Condiciones ambientales.**

La radiación incidente por unidad de área sobre un plano inclinado de 30° en Arganda del Rey durante el día 4 de Enero de 2008 se representa en la Figura 7.23.

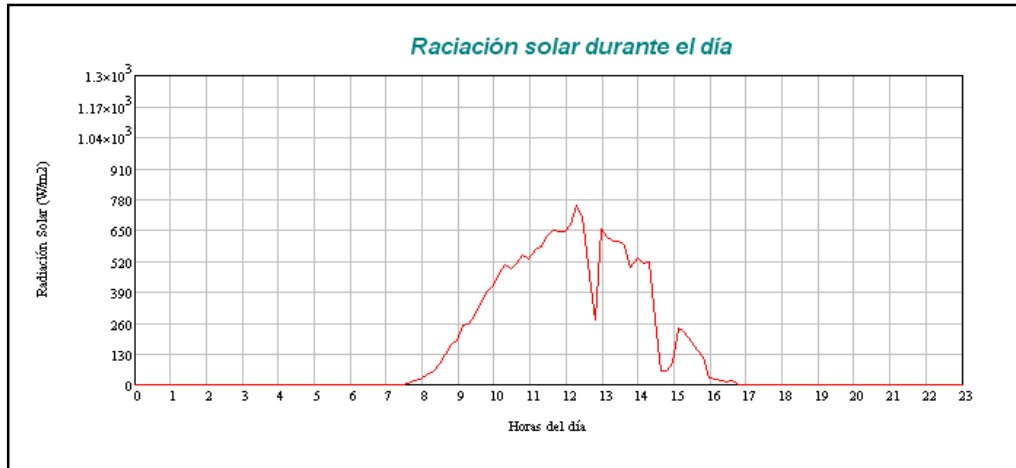


Figura 7.23. Radiación incidente el 4 de Enero de 2008.

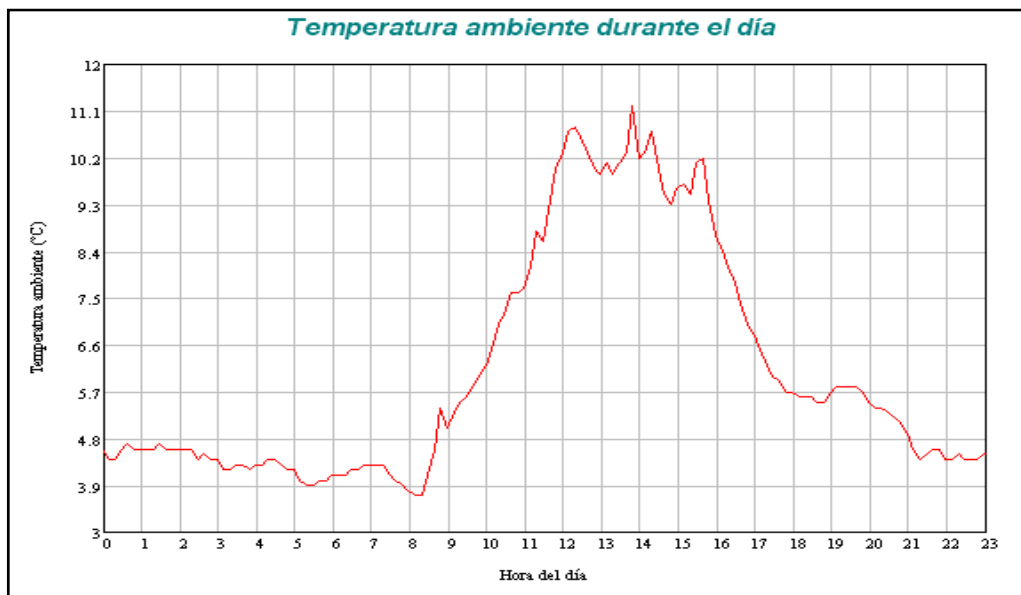


Figura 7.24. Temperatura ambiente durante el día 4 de Enero de 2008.

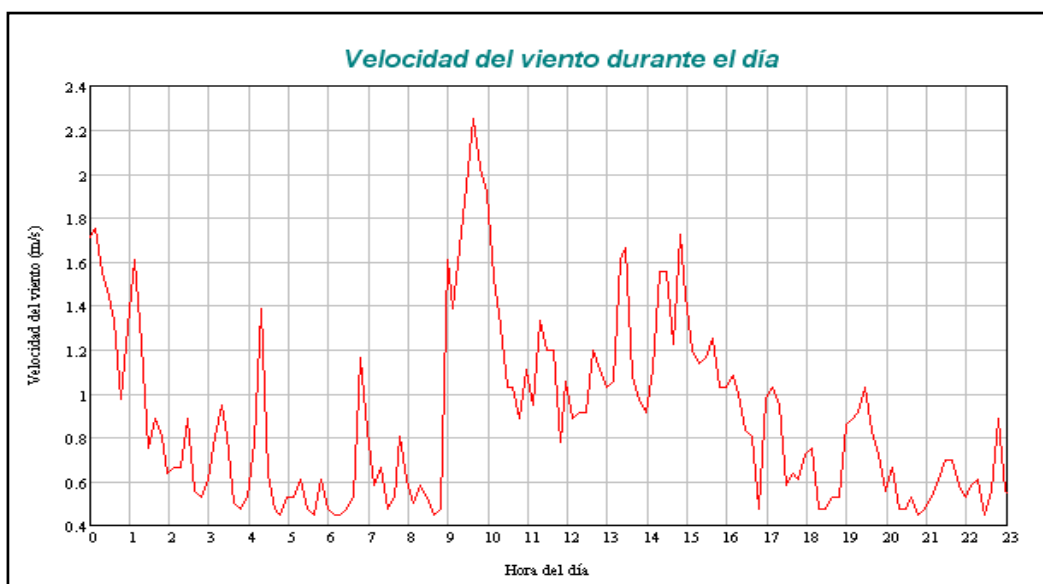


Figura 7.25. Velocidad del viento durante el día 4 de Enero.

7.3.4.2. Temperaturas.

En la Figura 7.26 se muestran evolución de las temperaturas de los componentes de la parte térmica de la instalación obtenidas de la simulación realizada.

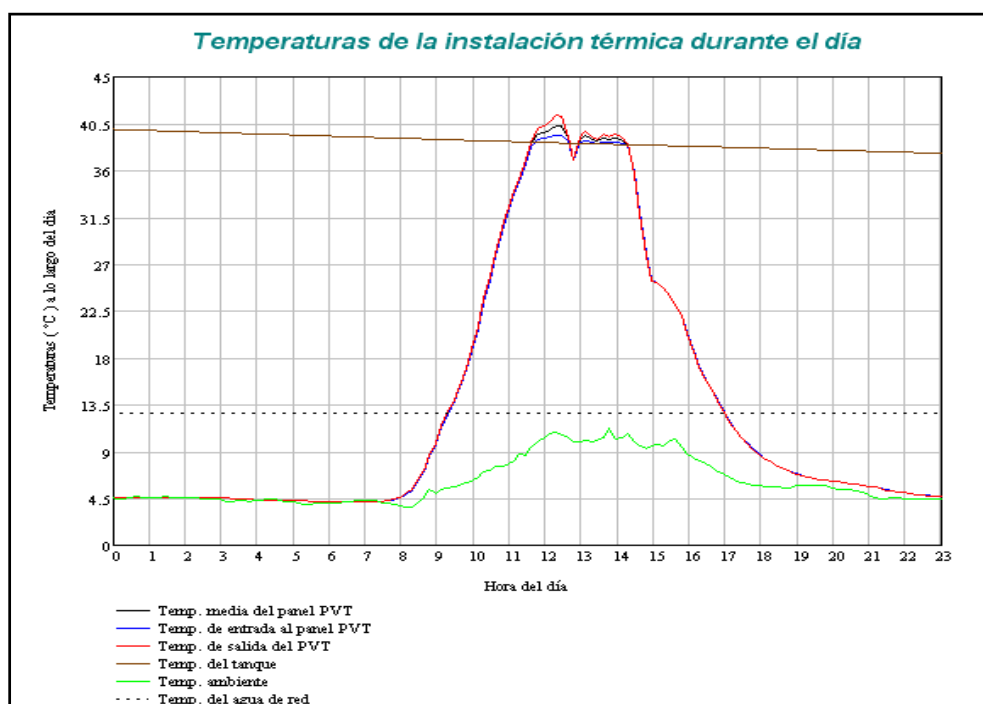


Figura 7.26. Evolución de las temperaturas durante el día 4 de Enero.

En el momento en el que los paneles comienzan a recibir radiación se pone en marcha la bomba del circuito primario, ya que la temperatura a la salida del panel es mayor que la temperatura ambiente (8 h.).

Cuando la temperatura del fluido térmico supera la temperatura a la que se encuentra el tanque de almacenamiento se activa la bomba de circulación del circuito secundario, como este día la radiación es muy baja esto no ocurre hasta las 11:30 h.

Cuando la temperatura de salida del panel es inferior a la temperatura del tanque la bomba del circuito secundario se para. Lo mismo ocurre con la bomba del circuito primario cuando la temperatura es inferior a la temperatura ambiente.

7.3.4.3. Balance energético de la instalación.

El balance energético en la instalación de paneles PVT se aprecia en la Figura 7.36, donde se diferencia la radiación interceptada por metro cuadrado, las pérdidas de calor y el calor suministrado al tanque de almacenamiento.

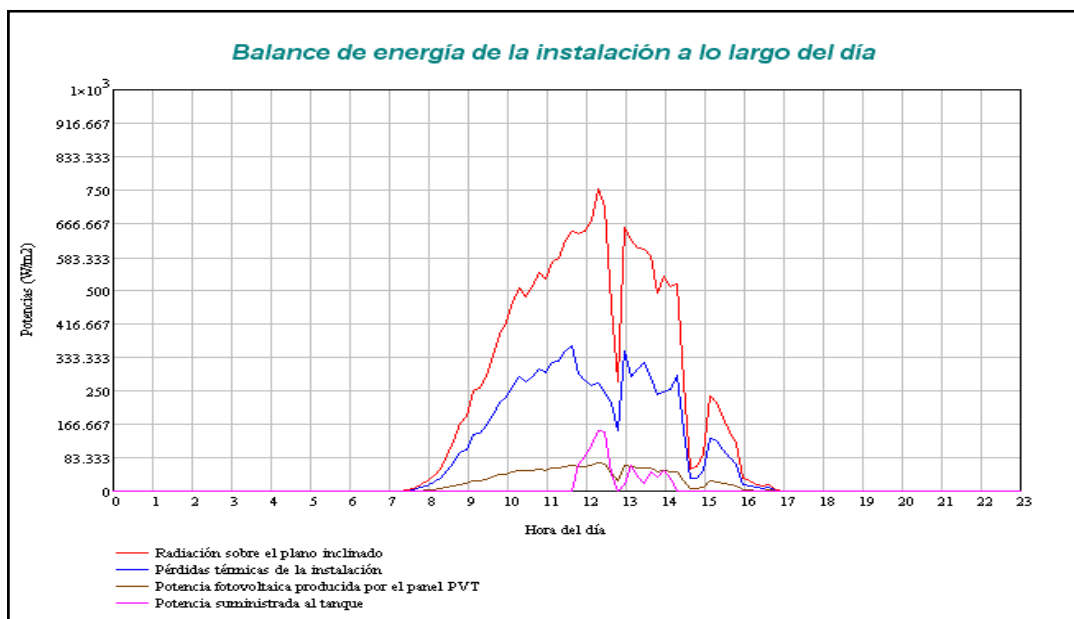


Figura 7.27. Balance energético durante el 4 de Enero.

Debido a la escasa radiación se suministra poca energía térmica al tanque y durante poco tiempo (entre las 11:30h. y las 14 h.)

En cuanto a la energía eléctrica producida se observa la relación con la radiación recibida, debido a las bajas temperaturas de trabajo las pérdidas por este efecto son pequeñas, como se muestra en la Figura 7.28.

En la siguiente figura se representa un desglose de las pérdidas energéticas de la parte térmica de la instalación, diferenciado las pérdidas por inercia térmica, por convección con el viento y las pérdidas en condiciones de normalización.

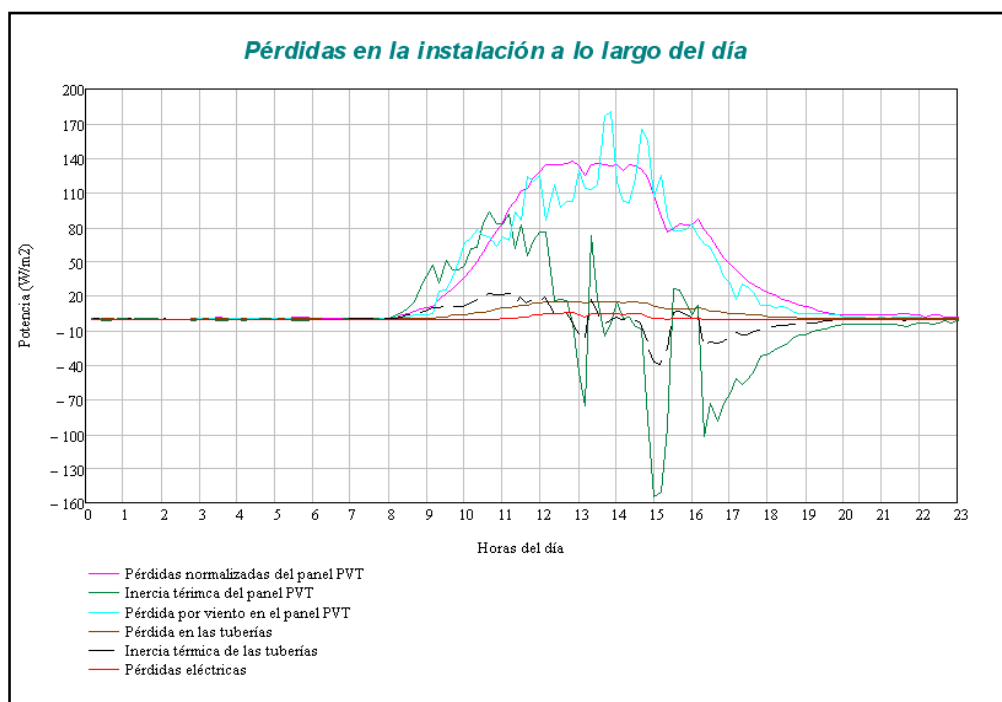


Figura 7.28. Pérdidas del día 4 de Enero.

7.3.4.4. Rendimiento de la instalación.

La siguiente tabla muestra la radiación total recibida por la instalación de paneles solares fotovoltaico-térmicos el 4 de Enero, el calor útil entregado ese día y la energía eléctrica producida, con lo que se obtiene el rendimiento térmico y eléctrico diario.

Radiación	3149 W·h/m ²
Calor útil	151.725 W·h/m ²
Producción fotovoltaica	310.36 W·h/m ²
Rendimiento térmico	4.8 %
Rendimiento eléctrico	9.9 %
Rendimiento total	14.7 %

La instalación de paneles fotovoltaico-térmico durante el día 4 de Enero tiene un elevado rendimiento eléctrico, del 9.9%, a las bajas temperaturas a las que opera, y un muy bajo rendimiento térmico (4.8 %). La instalación aprovecha un 14.7 % de la energía recibida.

7.4. Resultados anuales.

En este apartado se analizan los resultados obtenidos de la simulación diaria a lo largo del año 2008 a partir de los datos ambientales descritos a continuación. En el Anexo 3 se muestran los valores obtenidos de cada día.

7.4.1. Condiciones ambientales

La variación de la temperatura ambiente exterior y de la velocidad media del viento de cada día se representan a continuación.

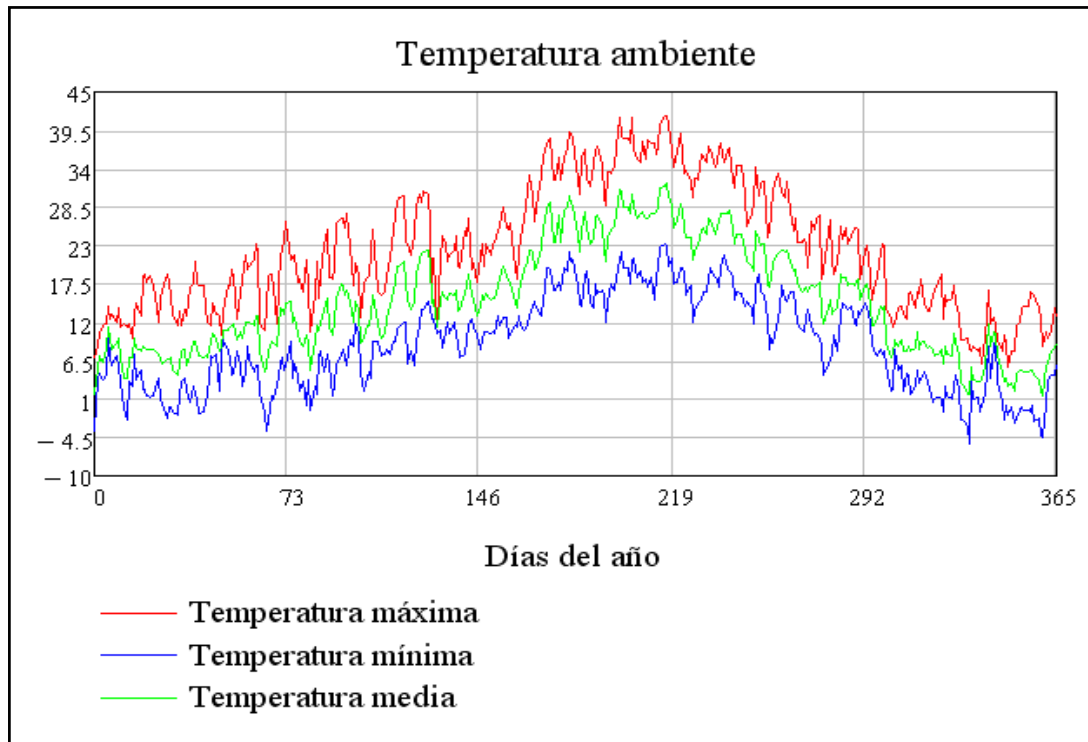


Figura 7.29. Temperatura ambiente máxima, mínima y media diaria.

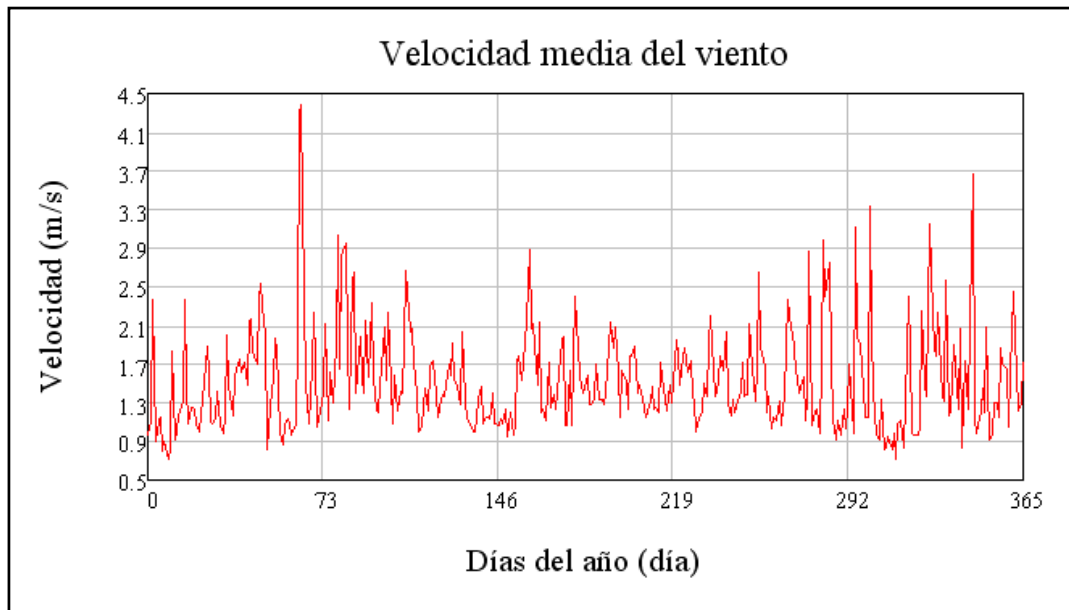


Figura 7.30. Velocidad media del viento.

La radiación captada por el sistema fotovoltaico durante el año 2008.

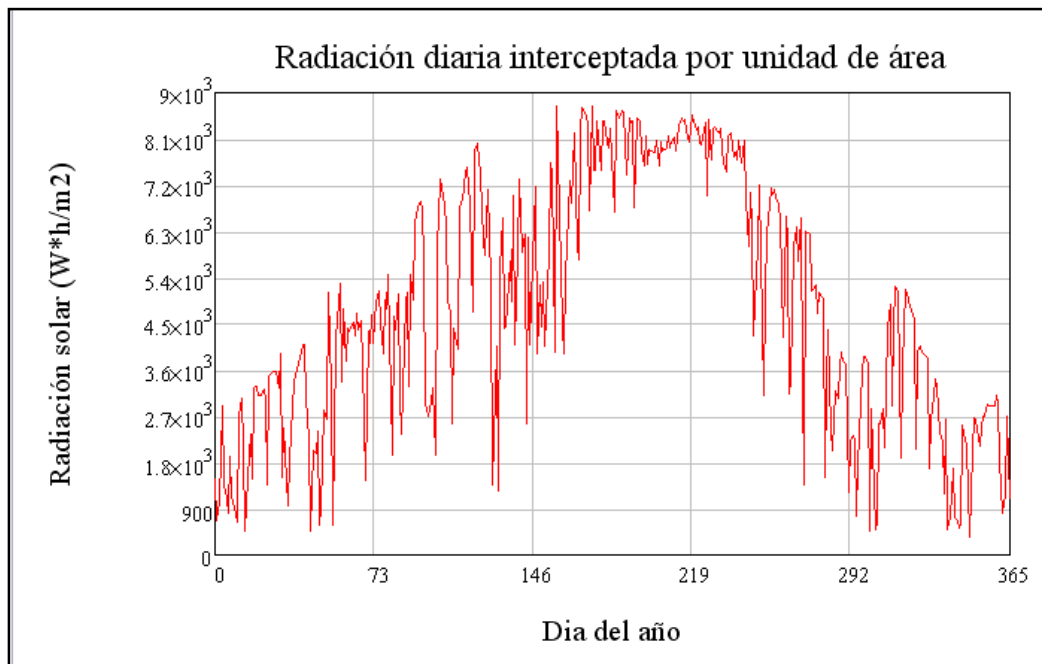


Figura 7.31. Radiación diaria recibida por el plano inclinado por unidad de área.

7.4.2. Balance energético

La producción de energía fotovoltaica de la instalación fotovoltaico-térmica se representa en la siguiente figura.

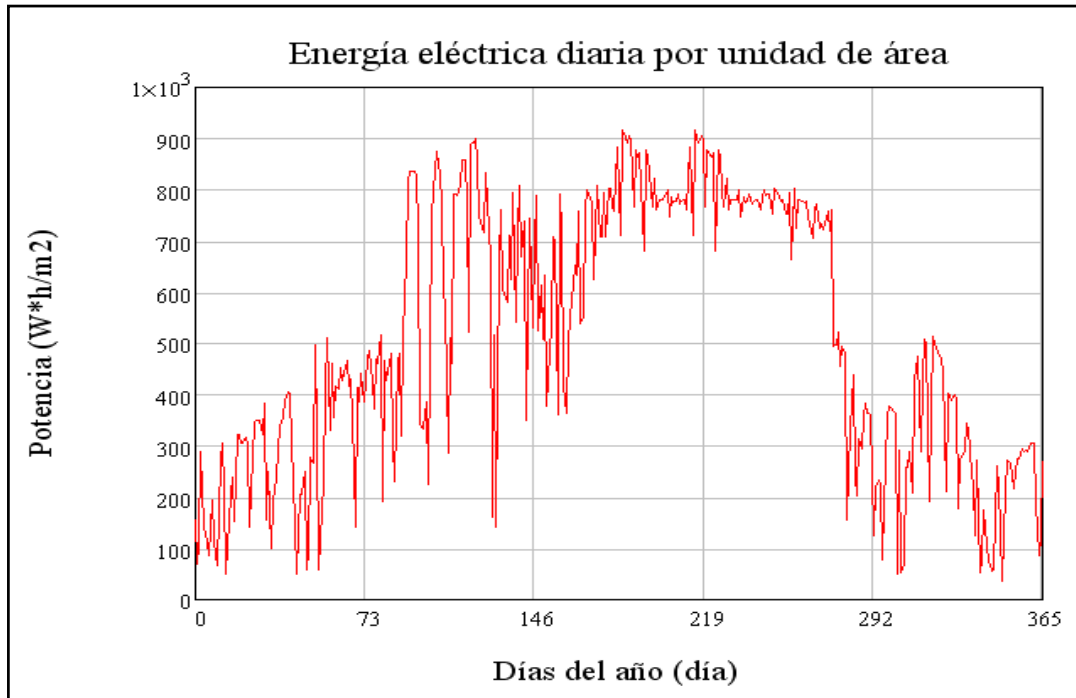


Figura 7.32. Potencia eléctrica diaria producida por la instalación de paneles PVT.

Esta energía eléctrica producida sufre una serie de pérdidas hasta su inyección a la red, ya descritas en el cálculo de la instalación fotovoltaica del apartado 3. Por tanto, la energía inyectada a la red es la siguiente:

Mes	Energía eléctrica a la salida del generador ($kW \cdot h$)	Energía eléctrica inyectada en la red ($kW \cdot h$)
Enero	78,6736946	62,1766946
Febrero	89,5225923	73,0225923
Marzo	141,598509	114,040509
Abril	225,120279	199,769279
Mayo	224,45409	193,85209
Junio	222,795739	191,615739
Julio	283,636318	251,371318
Agosto	265,612112	234,793112
Septiembre	184,477371	158,078371
Octubre	105,560028	84,1360283
Noviembre	120,342226	104,405226
Diciembre	66,8111656	54,2941656
Total	2008,60413	1721,55513

El calor útil diario obtenido de la refrigeración de las células fotovoltaicas se muestra en la Figura 7.33.

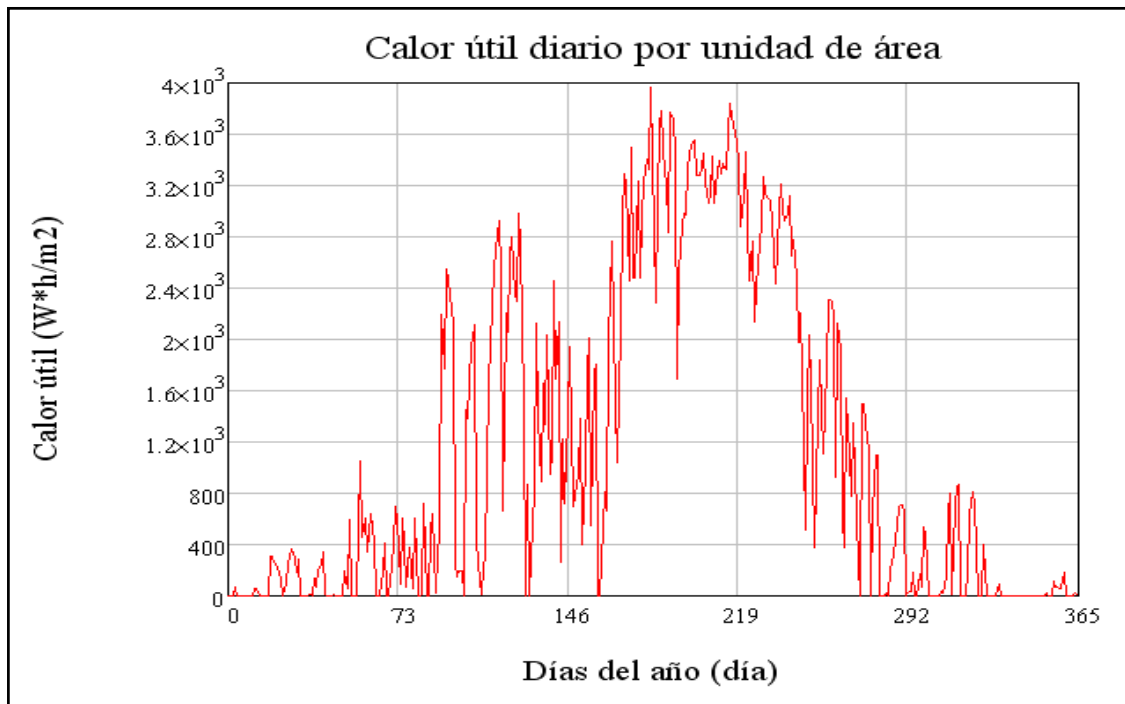


Figura 7.33. Calor útil suministrado por unidad de área.

El calor útil anual aportado por la instalación

Mes	Calor útil (kW*h)
Enero	35,5753158
Febrero	51,55615
Marzo	95,6491973
Abril	475,696171
Mayo	522,232328
Junio	674,126464
Julio	1126,50217
Agosto	1061,40364
Septiembre	484,302978
Octubre	112,388439
Noviembre	81,0811387
Diciembre	6,79655164
Total	4727,31055

7.4.3. Rendimientos

En las siguientes figuras se representan la variación del rendimiento diario a lo largo del año.

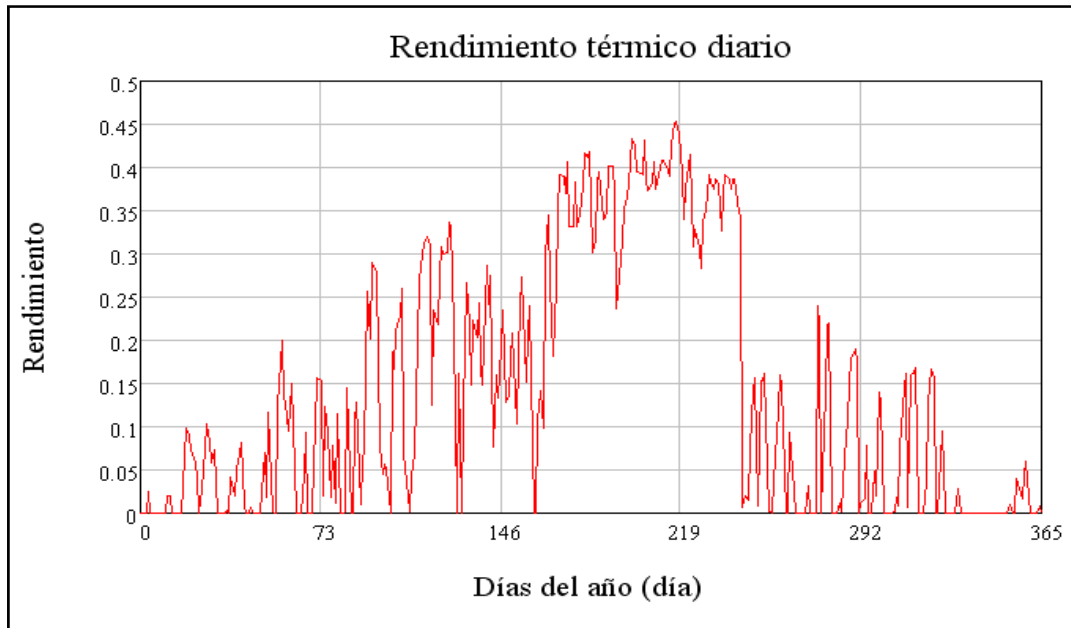


Figura 7.34. Variación anual del rendimiento térmico diario.

En la Figura 7.34 se observa un mayor rendimiento térmico de la instalación durante los meses de verano, ya que durante muchos días de invierno el calor aportado al tanque de alimentación es muy bajo, prácticamente nulo (Anexo 3), pues no se alcanzan temperaturas lo suficientemente elevadas en el panel.

El rendimiento eléctrico de la instalación, mostrado en la Figura 7.35, muestra el caso contrario al rendimiento térmico, siendo en verano cuando los rendimientos son más bajos, debido a que las células fotovoltaicas trabajan a una temperatura más elevada que durante los meses de invierno.

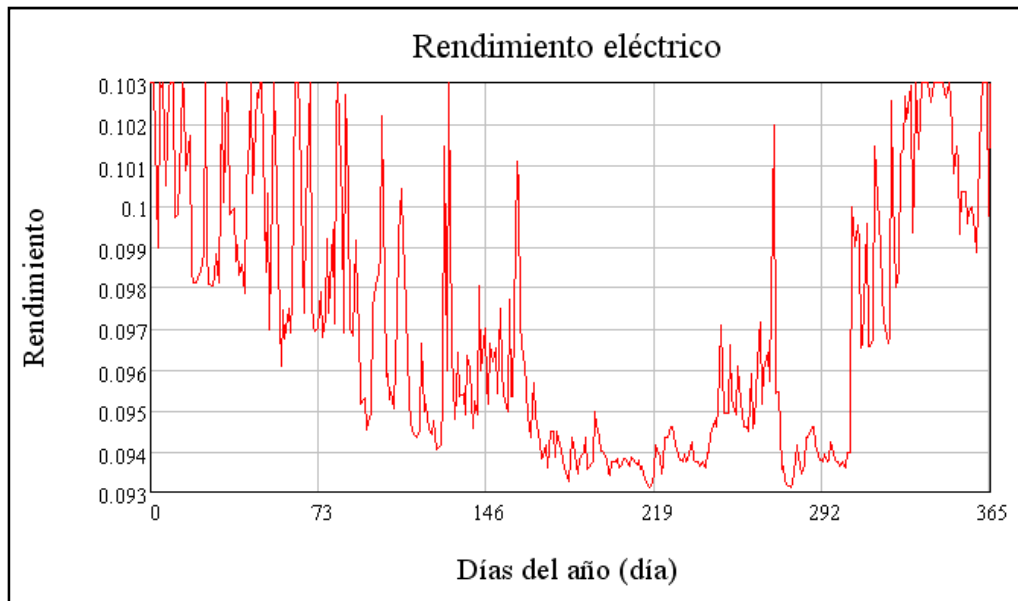


Figura 7.35. Variación anual del rendimiento eléctrico diario.

El rendimiento total de la instalación se representa en la Figura 7.36. Su variación está sujeta a la variación del rendimiento térmico ya que sus valores son mucho mayores que los del rendimiento eléctrico.

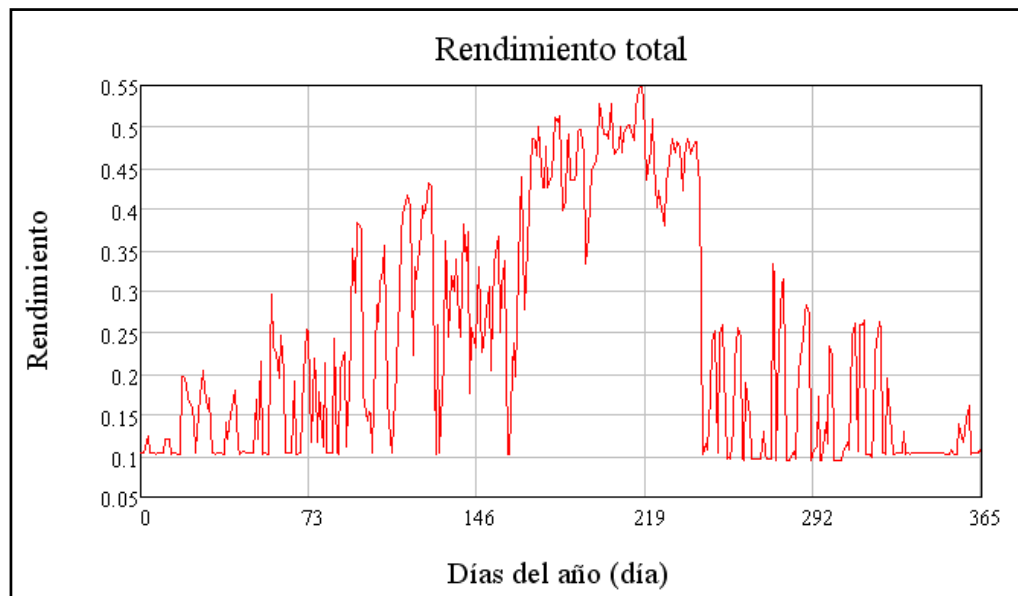


Figura 7.36. Variación anual del rendimiento total diario de la instalación fotovoltaico-térmica.

7.4.4. Conclusión.

La instalación de 12 paneles PVT, de 36 m^2 de superficie, proporciona un calor útil de 4.72MWh anuales para uso doméstico con un rendimiento térmico del 23.78 %, e inyecta a la red 1.72 MWh de energía eléctrica con un rendimiento del 8.66 %. Por lo tanto la instalación fotovoltaico-térmico aprovecha 32.44 % de la energía recibida anualmente.

CAPÍTULO 8. COMPARATIVA DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y LA INTALACIÓN FOTOVOLTAICO-TÉRMICA.

En este capítulo se comparan los resultados obtenidos de la producción eléctrica de la instalación fotovoltaica y la instalación fotovoltaica-térmica.

8.1. Resultados diarios.

Se comparan los resultados de ambas instalaciones durante tres días característicos.

8.1.1. Día 10 de Agosto.

Como ya ha sido explicado en apartados anteriores la causa del aumento de la producción fotovoltaica de un panel PVT se debe a una reducción de la temperatura de trabajo de las células fotovoltaicas. A continuación se muestre el efecto del panel fotovoltaico-térmico en la temperatura de trabajo de las sus células fotovoltaicas frente al panel fotovoltaico.

A partir de las condiciones ambientales expuestas en el apartado 7.3.1 se obtienen las temperaturas de trabajo de las células fotovoltaicas para el panel fotovoltaico y para el panel fotovoltaico-térmico durante el 10 de Agosto.

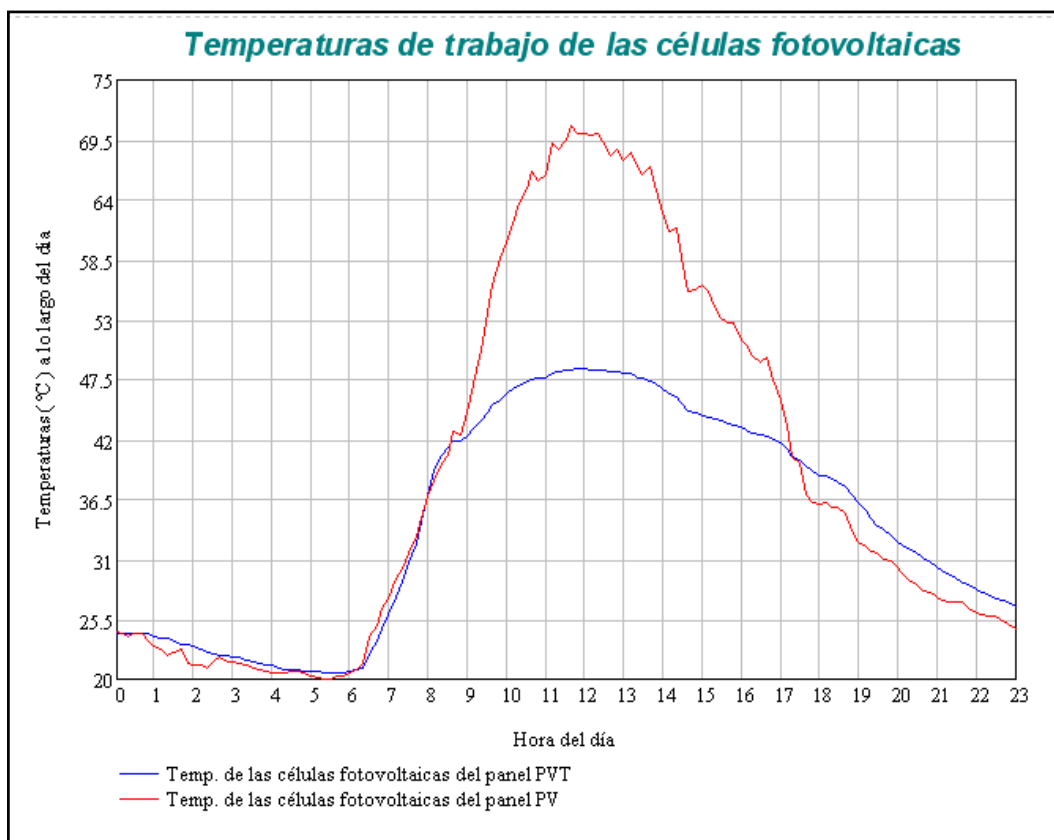


Figura 8.1. Evolución de las temperaturas de las células fotovoltaicas durante el 10 de Agosto.

Se puede apreciar la clara reducción de la temperatura durante las horas de máxima radiación, lo que se transforma en un aumento de la producción eléctrica significativo durante esas horas.

Sin embargo, durante las horas de la tarde, la temperatura de las células del panel PVT son más elevadas que las del panel fotovoltaico, esto se debe a inercia térmica del fluido de panel híbrido.

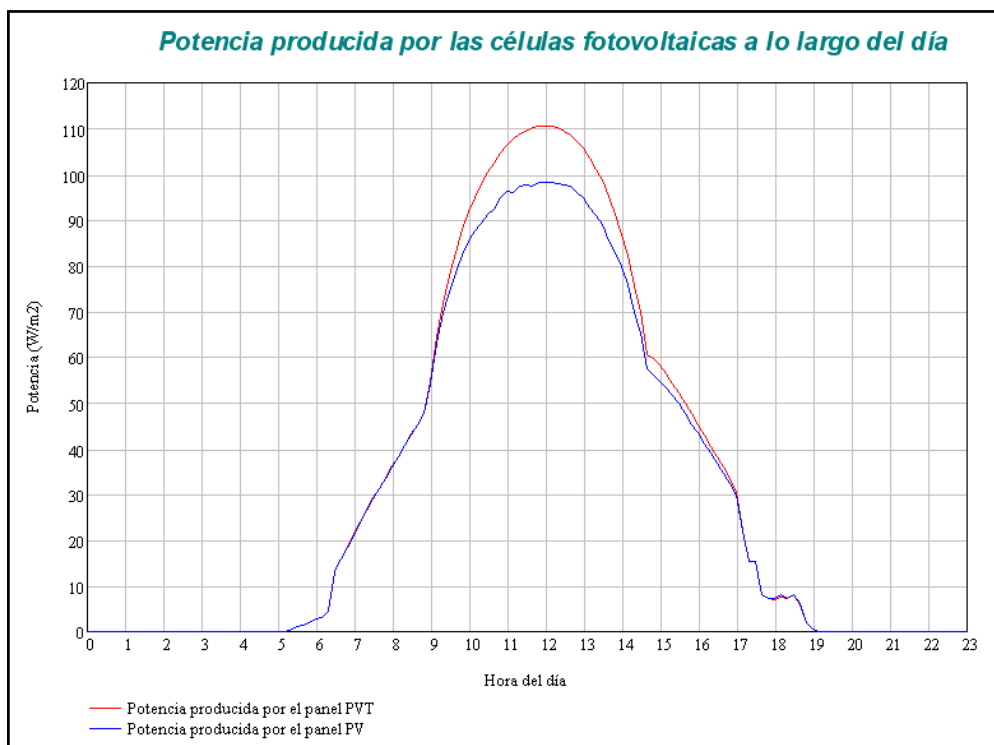


Figura 8.2. Evolución de la potencia producida por las células fotovoltaicas durante el 10 de Agosto.

Los datos totales de producción fotovoltaica de las células durante el 10 de Agosto se exponen a continuación.

	W·h/m ²	Rendimiento
Energía solar incidente	8351.05	
Energía eléctrica producida por el panel fotovoltaico	725.88	8.84 %
Energía eléctrica producida por el panel fotovoltaico-térmico	780.44	9.38 %

Figura 8.3. Producción fotovoltaica durante el 10 de Agosto.

En algunos puntos del día un aumento en la producción de energía fotovoltaica, superior al 12%, la producción total diaria experimenta un aumento del 8%.

8.1.2. Día 25 de Abril.

A partir de las condiciones ambientales expuestas en el apartado 7.3.2 se obtienen las temperaturas de trabajo de las células fotovoltaicas para el panel fotovoltaico y para el panel fotovoltaico-térmico durante el 25 de Abril.

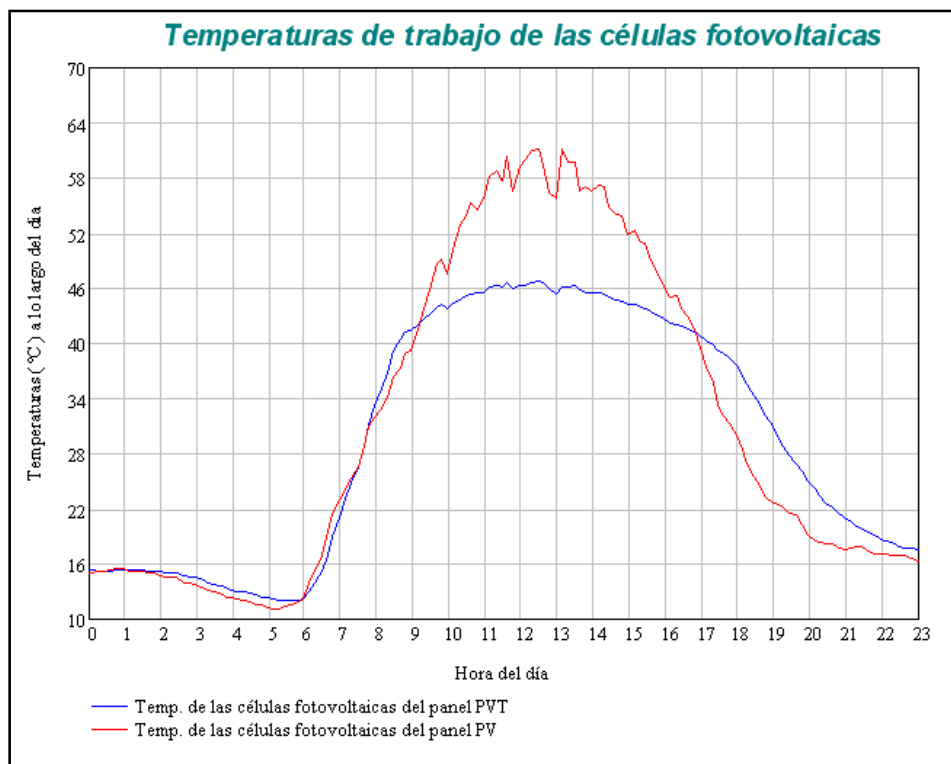


Figura 8.4. Evolución de las temperaturas de las células fotovoltaicas durante el 25 de Abril.

Se puede apreciar la clara reducción de la temperatura durante las horas de máxima radiación, lo que se transforma en un aumento de la producción eléctrica significativo durante esas horas.

Sin embargo, durante las horas de la tarde, la temperatura de las células del panel PVT son más elevadas que las del panel fotovoltaico, esto se debe a inercia térmica del fluido de panel híbrido.

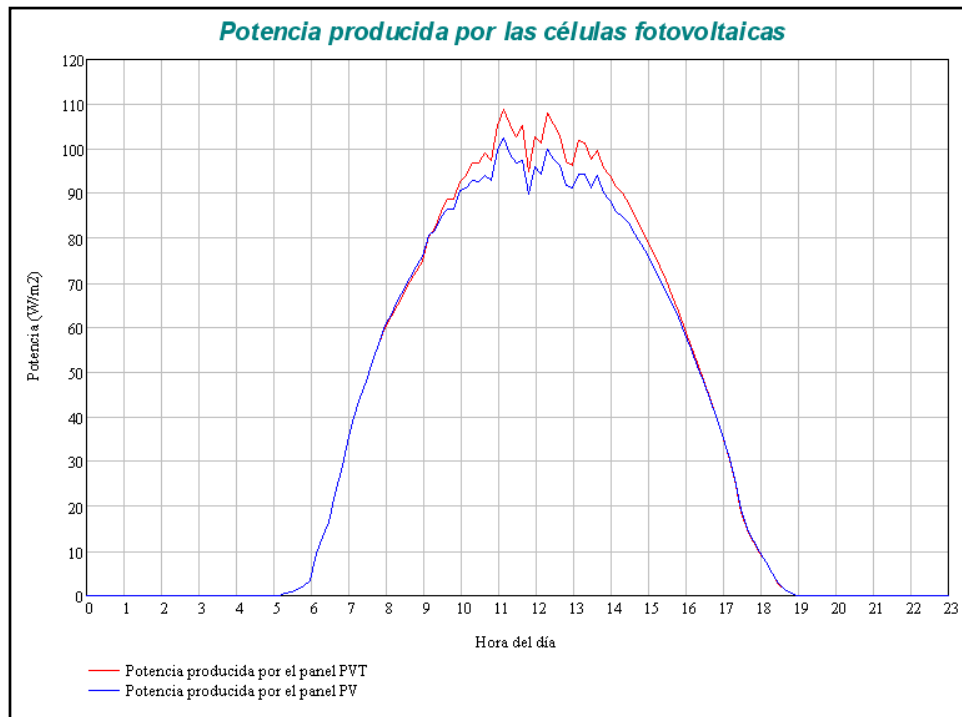


Figura 8.5. Evolución de la potencia producida por las células fotovoltaicas durante el 25 de Abril.

Los datos totales de producción fotovoltaica de las células durante el 25 de Abril se exponen a continuación.

	W·h/m ²	Rendimiento
Energía solar incidente	9095.73	
Energía eléctrica producida por el panel fotovoltaico	828.02	9.1 %
Energía eléctrica producida por el panel fotovoltaico-térmico	859.12	9.4 %

Figura 8.6. Producción fotovoltaica durante el 25 de Abril.

Durante las horas de máxima radiación del día 25 de Abril se produce un aumento de hasta un 9 % en la producción, la producción total diaria experimenta un aumento del 3.7%.

8.1.3. Día 30 de Noviembre.

A partir de las condiciones ambientales expuestas en el apartado 7.3.3 se obtienen las temperaturas de trabajo de las células fotovoltaicas para el panel fotovoltaico y para el panel fotovoltaico-térmico durante el 30 de Noviembre.

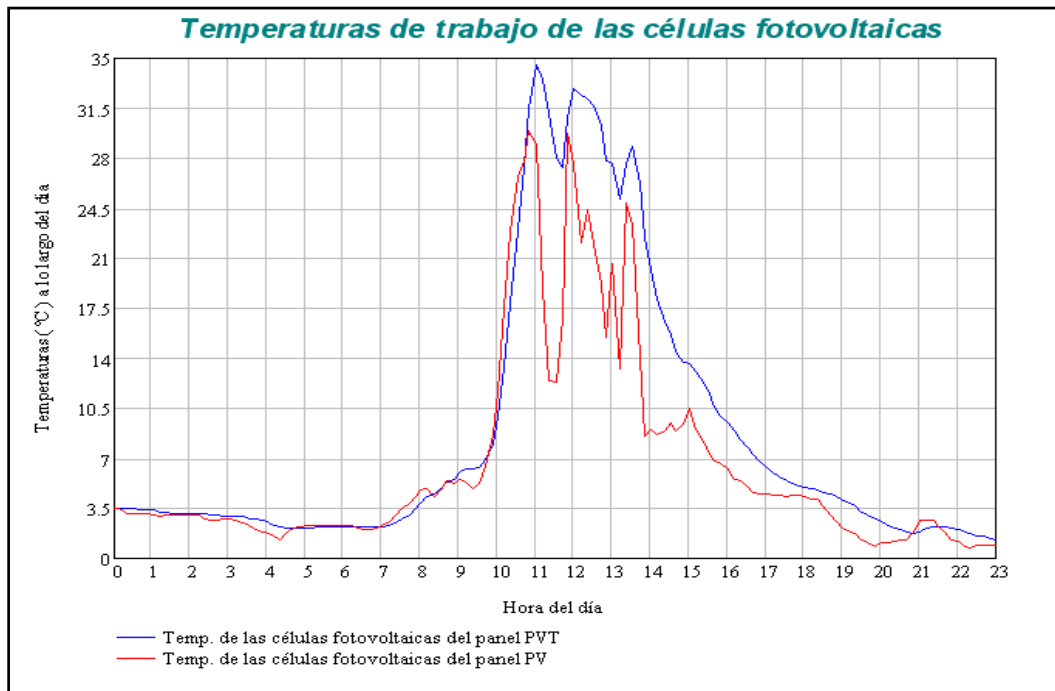


Figura 7.1. Evolución de las temperaturas de las células fotovoltaicas durante el 30 de Noviembre.

Se aprecia que en este día las temperaturas de trabajo del panel PVT son superiores a la del panel fotovoltaico debido al efecto al encapsulamiento que tienen el primero que hace que las pérdidas térmicas con el ambiente sean menores.

En la siguiente figura se muestra la producción eléctrica a lo largo de este día para ambos paneles.

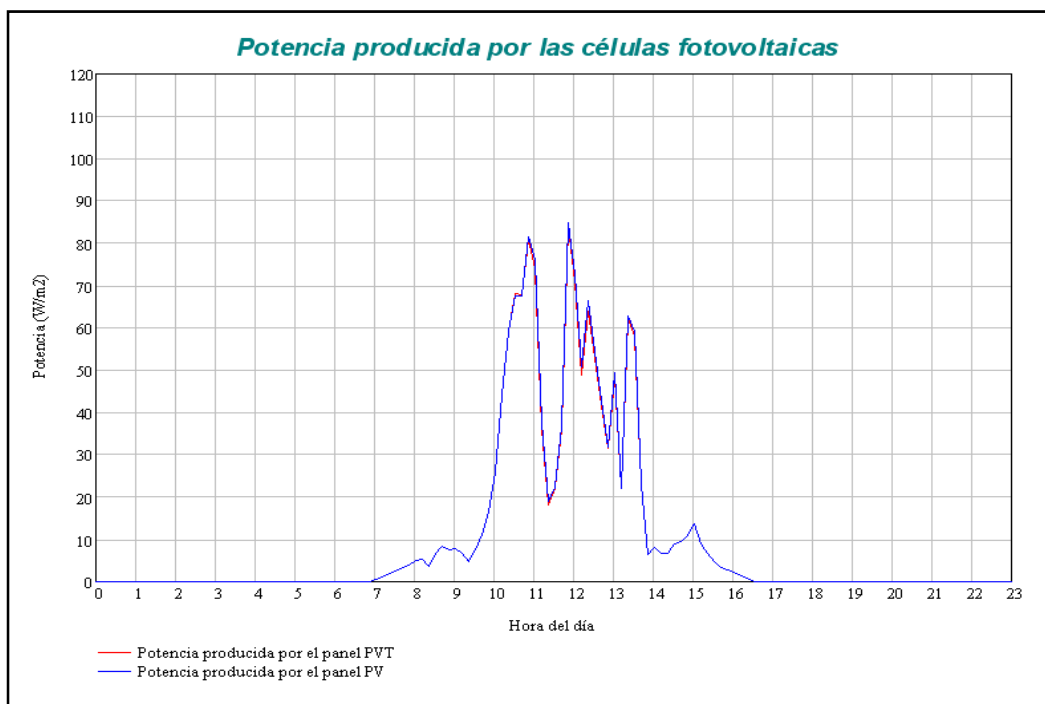


Figura 7.2. Evolución de la potencia producida por las células fotovoltaicas durante el 30 de Noviembre.

Solo durante las horas centrales del día se aprecia diferencia en la producción de energía eléctrica, siendo mayor esta producción para los paneles fotovoltaicos. Esto se debe a que durante esas horas se supera la temperatura de 25°C en las células fotovoltaicas, que es cuando afecta el aumento de la temperatura en la producción eléctrica.

Los datos totales de producción fotovoltaica de las células durante el 30 de Noviembre se exponen a continuación.

	W·h/m ²	Rendimiento
Energía solar incidente	2225.8	
Energía eléctrica producida por el panel fotovoltaico	228.42	10.2 %
Energía eléctrica producida por el panel fotovoltaico-térmico	225.62	10.1 %

Figura 7.3. Producción fotovoltaica durante el 30 de Noviembre.

La producción de energía eléctrica es ligeramente mayor para los paneles fotovoltaicos debido a esa diferencia de temperatura de trabajo de sus células. Y no es aún mayor debido a que, durante gran parte del día, la temperatura de ambos paneles es inferior a 25°C.

8.1.4. Día 4 de Enero.

A partir de las condiciones ambientales expuestas en el apartado 7.3.4 se obtienen las temperaturas de trabajo de las células fotovoltaicas para el panel fotovoltaico y para el panel fotovoltaico-térmico durante el día 4 de Enero.

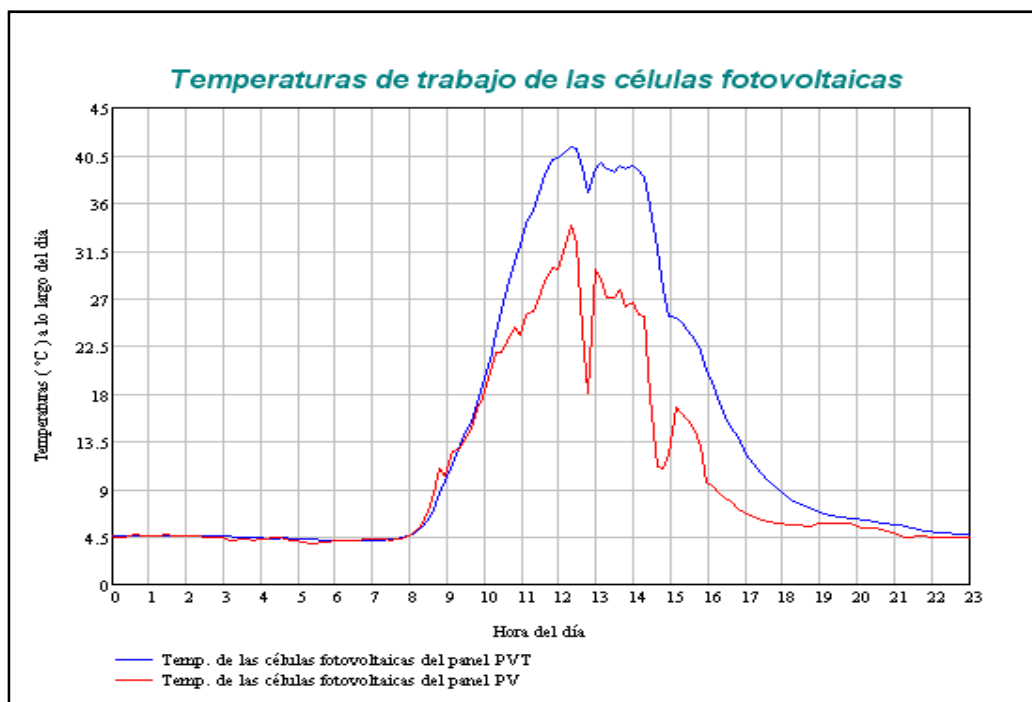


Figura 8.7. Evolución de las temperaturas de las células fotovoltaicas durante el 4 de Enero.

Se aprecia que en este día las temperaturas de trabajo del panel PVT son superiores a la del panel fotovoltaico debido al efecto al encapsulamiento que tienen el primero que hace que las pérdidas térmicas con el ambiente sean menores.

En la siguiente figura se muestra la producción eléctrica a lo largo de este día para ambos paneles.

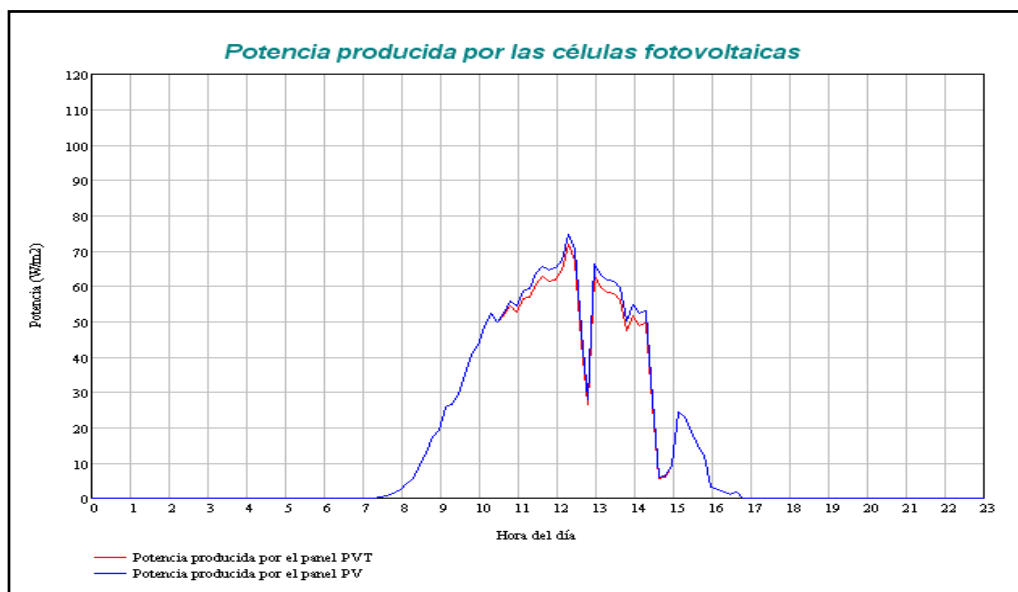


Figura 8.8. Evolución de la potencia producida por las células fotovoltaicas durante el 4 de Enero.

Los datos totales de producción fotovoltaica de las células durante el 4 de Enero se exponen a continuación.

	W·h/m ²	Rendimiento
Energía solar incidente	3149	
Energía eléctrica producida por el panel fotovoltaico	321.3	10.2 %
Energía eléctrica producida por el panel fotovoltaico-térmico	310.4	9.9 %

Figura 8.9. Producción fotovoltaica durante el 4 de Enero.

Durante el 4 de Enero la producción de energía eléctrica de la instalación fotovoltaica-térmica es inferior a la producción eléctrica de la instalación fotovoltaica. Esto se debe a que los días de invierno despejados, el efecto del fluido térmico que circula por el panel híbrido no es refrigerar las células fotovoltaicas, sino aumentar su temperatura de trabajo.

8.2. Resultados anuales.

En la siguiente figura se muestra una comparativa de las temperaturas de trabajo de las células de ambas instalaciones a lo largo del año, y donde se aprecia cómo durante los meses de verano los paneles fotovoltaico-térmicos operan a una temperatura inferior a la de los paneles fotovoltaicos, mientras que durante los meses de invierno ocurre lo contrario. Esto se debe a que el fluido térmico durante los meses de verano refrigera las células fotovoltaicas, mientras que durante los meses invernales aumenta su temperatura de trabajo.

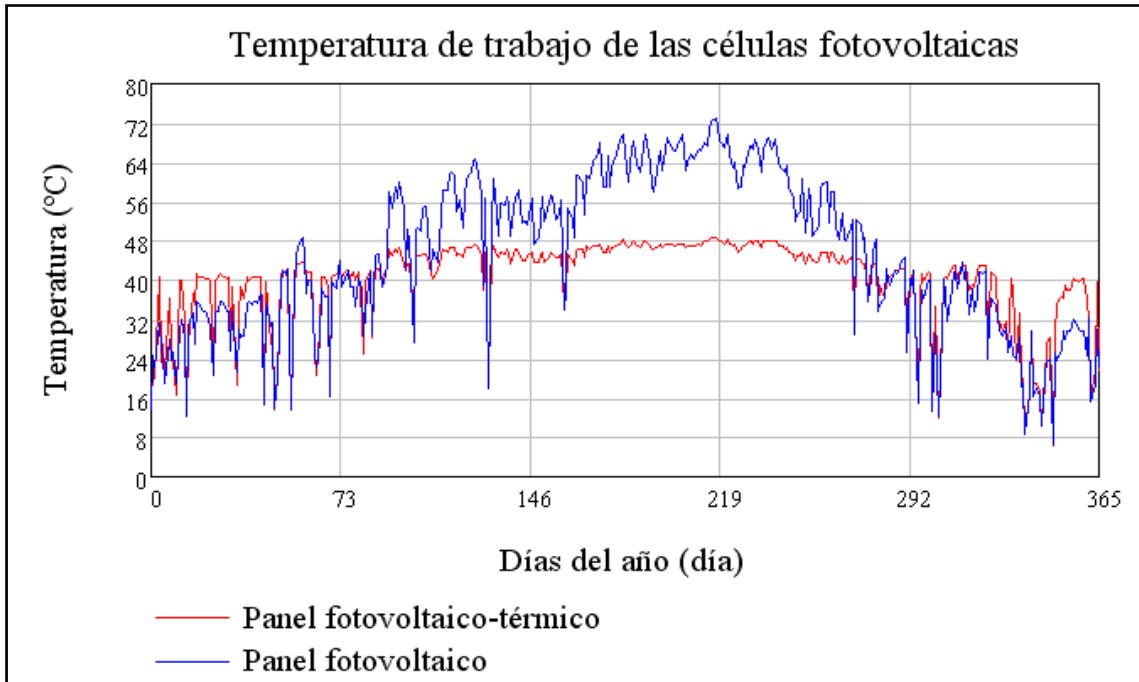


Figura 8.10. Variación de la temperatura máxima de trabajo de las células fotovoltaicas.

Esta variación anual de la temperatura se transforma en una mayor producción de energía eléctrica de los paneles fotovoltaico-térmicos durante los meses estivales, mientras que durante los meses invernales la instalación fotovoltaica es la que tiene una mayor producción eléctrica.

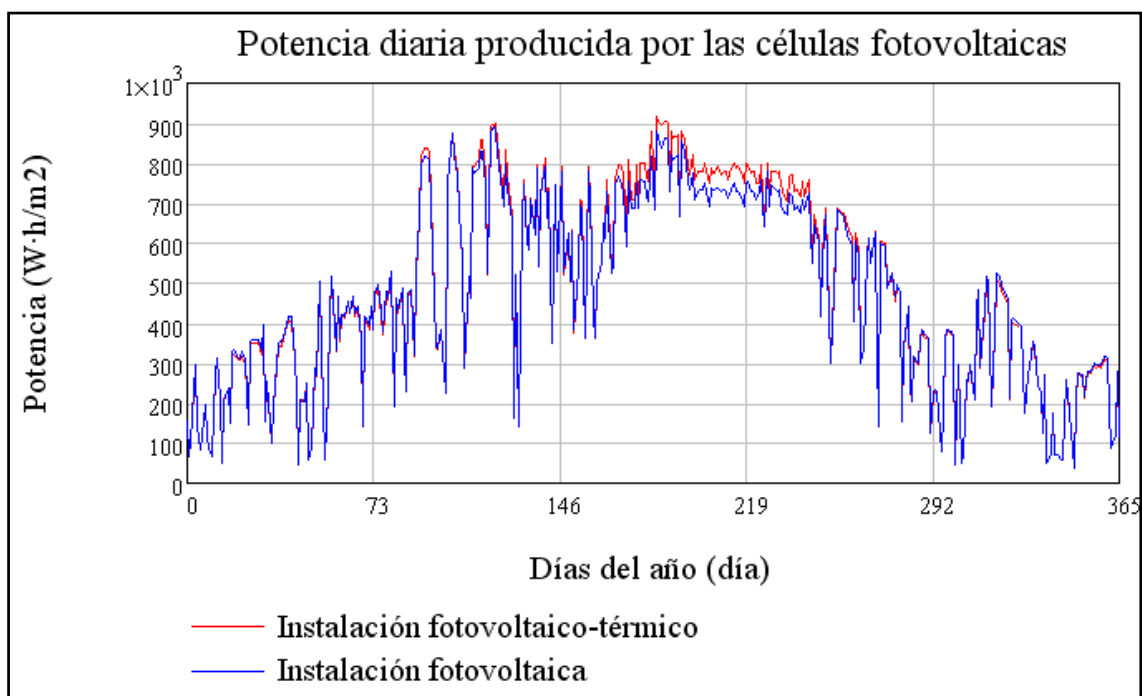


Figura 8.11. Variación de la producción eléctrica diaria.

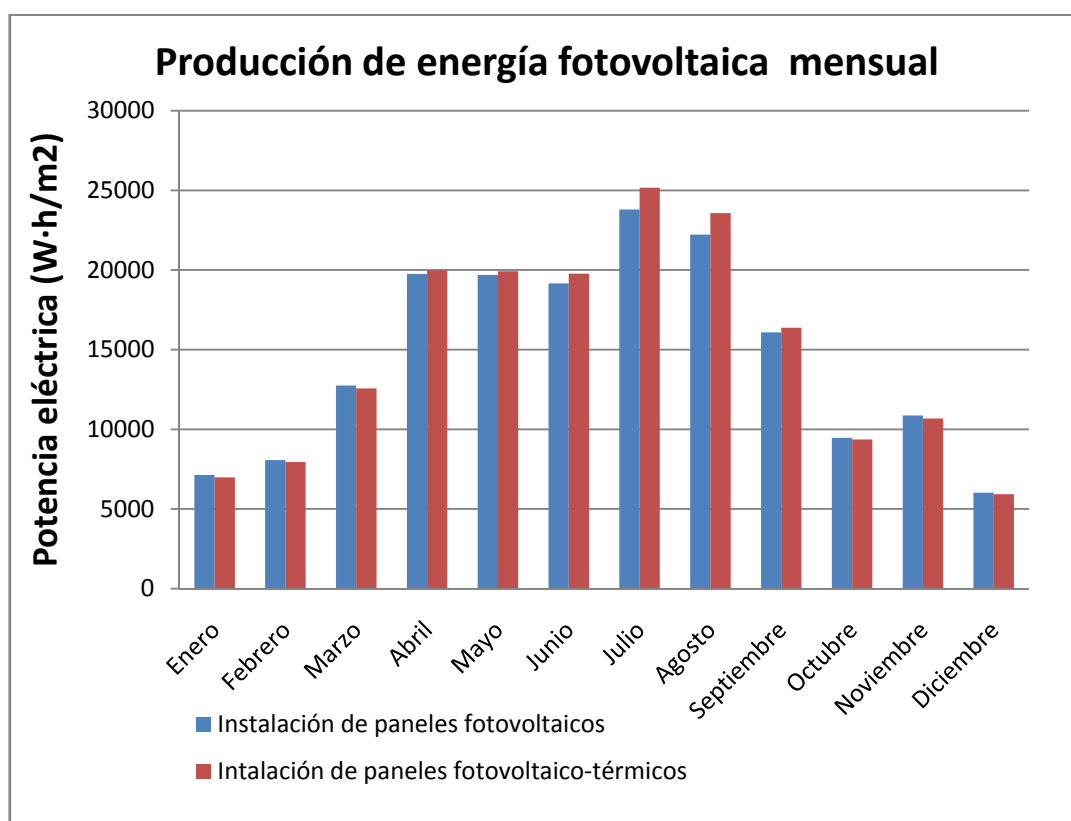


Figura 8.12. Variación de la producción eléctrica diaria.

La Figura 8.11 muestra que durante los meses de Abril, Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre, meses en los que la radiación es mayor, la producción eléctrica aumenta considerablemente en la instalación de los paneles híbridos, mientras que el restos de meses,

el efecto es el contrario, la producción eléctrica disminuye respecto de la instalación fotovoltaica. Sin embargo, en la Figura 8.12, se observa que las diferencias entre ambas instalaciones son mayor para los meses de verano que durante el invierno, lo que genera que la instalación PVT tenga un balance positivo, como se muestra en la siguiente tabla

Los datos anuales de producción eléctrica de la instalación fotovoltaica y la instalación fotovoltaico-térmica:

Radiación recibida (KW·h/m²)	Producción eléctrica de la instalación PV inyectada a red (KW·h/m²)	Producción eléctrica de la instalación PVT inyectada a red (KW·h/m²)	Rendimiento instalación PV	Rendimiento instalación PVT
1856,1827	149.55	152.78	8.47 %	8.66 %

La instalación de paneles fotovoltaico-térmicos aumenta la producción de energía eléctrica anual produciendo un 2,5 % más de electricidad anual que la instalación fotovoltaica.

CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES

Del estudio realizado en este proyecto se sacan varias conclusiones clarificadoras.

La primera, que el panel solar fotovoltaico-térmico analizado en este proyecto aumenta el rendimiento de las células fotovoltaicas en condiciones de temperatura exterior elevada. Llegando a aumentar su producción hasta un 15 % en ciertos momentos del día y hasta un 5 % la producción diaria.

Sin embargo, el aumento de producción eléctrica no se produce durante todo el año. Se produce principalmente durante los meses de verano, cuando el fluido térmico que circula por el panel disminuye la temperatura de trabajo de las células. Caso contrario al que pasa durante los meses de invierno, donde las capas aislantes que lo componen, cuya función es la de evitar las pérdidas térmicas para aprovechar al máximo la energía térmica, provoca que la temperatura de trabajo de sus células sea superior a la de un paneles fotovoltaico estándar. Por esto, la instalación de paneles fotovoltaico-térmicos aumenta un 2,5 % la producción de energía eléctrica anual de la instalación fotovoltaica.

El panel fotovoltaico-térmico además genera energía térmica en forma de calor útil, que en verano alcanza su máxima potencia, ya que las células alcanzan temperaturas de hasta 75°C. La instalación de 12 paneles PVT estudiada genera 4.77 MWh anuales en forma de agua de consumo a 40°C. La mayor entrega de esta energía térmica se produce durante los meses de verano, momento en el que las temperaturas de las células son máximas, mientras que durante los mese de invierno difícilmente se consigue alcanzar los 40°C y se producen un aporte de energía térmica muy bajo.

Otras de las ventajas de la utilización de este tipo de paneles, aparte del aumento del rendimiento de la energía recibida, es la optimización del área para la obtención de los dos tipos de energía por separado, y la reducción de costes de la instalación y mantenimiento que eso supone, aunque es de esperar una mayor especialización en ambos campos por parte de los instaladores.

REFERENCIAS

- [1] Radiación Solar. Apuntes de Energías Renovables. Pedro Rodríguez Aumente. Universidad Carlos III de Madrid (2010).
- [2] Guía completa de la energía solar Fotovoltaica. José María Fernández Salgado. Antonio Madrid Vicente Ediciones (2007).
- [3] Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red. Miguel Alonso Abella y Faustino Chenlo. CIEMAT. Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos.
- [4] Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica. Miguel Alonso Abella. Era Solar (2005).
- [5] Energía Solar: diseño y dimensionamiento de instalaciones. A. de Francisco y M Castillo. Publicaciones del Monte de Piedad y Caja de Ahorros de Córdoba (1985).
- [6] Design of a photovoltaic/thermal combi-panel. Dowe W. de Vries. Eindhoven Technical University (1998).
- [7] Development and Applications for PV-Thermal Colector. H.A. Zondag, M.J.M. Jong, W.G.J. van Helden. Energy research Centre of the Netherlands ECN (2004).
- [8] System Studies on Combien PV/Thermals Panels. Maurice Jong. Netherlands Energy Research Foundation ECN, Group Dego (2001).
- [9] Sistemas térmicos de energía solar para la producción de calor y frío. Marcelo Izquierdo Millán. Universidad Carlos III (2005).
- [10] Fundamentos de transferencia de calor. Frank P. Incropera, David P. De Witt. (1996)
- [11] Solar Engineering of thermal processes. Duffie and Beckman (1991)

Anexo 1

THE NEW VALUE FRONTIER

 **KYOCERA**

KD210GH-2PU

 Módulos de alto rendimiento fotovoltaicos policristalinos



EJEMPLOS DE USO

- Instalaciones conectadas a la red para
 - residencias particulares
 - naves industriales granjas
 - superficies libres
 - huertas solares
- Centrales solares

TECNOLOGÍA PUNTA

Debido a la investigación intensiva y el constante desarrollo de los procesos de producción, las células solares incorporadas de Kyocera con las medidas estándar de 156 mm x 156 mm, alcanzan un rendimiento de 16 % y garantizan una producción energética muy alta de las instalaciones fotovoltaicas.

Para protegerlas contra las condiciones climáticas más adversas, las células están incrustadas entre una protección de cristal endurecido y láminas de EVA. La parte trasera está sellada con láminas PET. El laminado está engastado en un marco de aluminio estable que es fácil de montar. Este módulo cumple las condiciones de prueba, según la norma IEC 61215 ed. 2 para una carga mecánica de 5.400 N/m².

La caja de empalme del dorso dispone de diodos de derivación que evitan el riesgo de sobrecalentamiento de células solares individuales (efecto hotspot). Varios módulos PV conectados en serie pueden ser cableados fácilmente mediante cables solares premontados y enchufes multicontacto.

Kyocera fabrica todos los componentes en instalaciones propias - sin comprar productos intermedios- para garantizar la alta calidad de sus productos.



Stade de Suisse, Suiza

TUVdotCOM Service: plataforma en Internet para calidad y seguridad comprobada
TUVdotCOM-ID: 0000023299
IEC 61215 ed. 2, IEC 61730 y Categoría de protección II
Kyocera es una empresa certificada según ISO 9001 y ISO 14001.

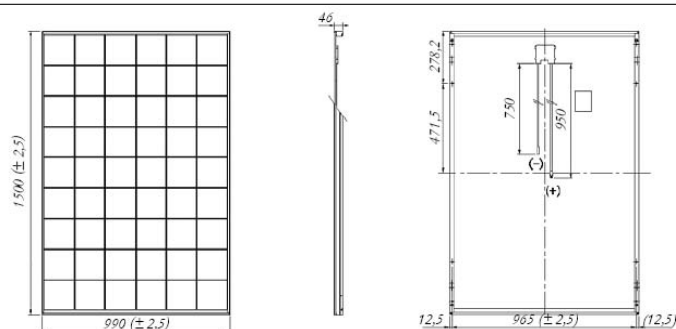


**KYOCERA
SOLAR**

We care!

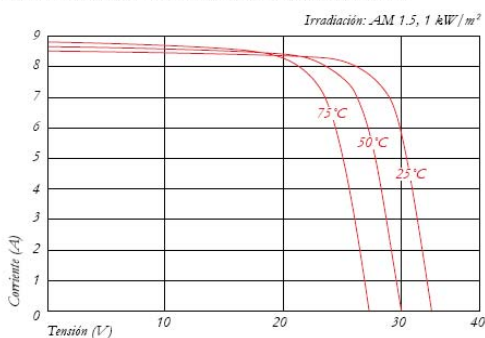
ESPECIFICACIONES

en mm

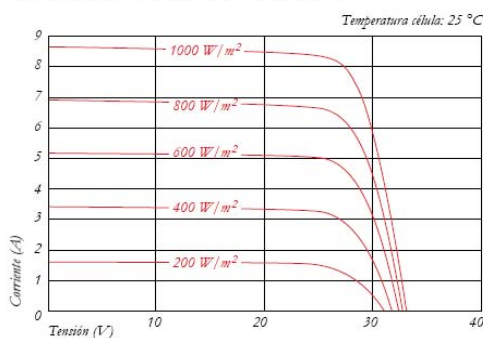


CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Curva característica de tensión y corriente a distintas temperaturas de la célula



Curva característica de tensión y corriente con distinta irradiación



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Tipo de módulo PV	KD210GH-2PU
A 1000 W/m² (STC)*	
Potencia nominal P	[W] 210
Tensión máxima del sistema	[V] 1000
Tensión de máxima potencia	[V] 26,6
Corriente de máxima potencia	[A] 7,90
Tensión de circuito abierto	[V] 33,2
Corriente de cortocircuito	[A] 8,58
A 800 W/m² (NOCT)**	
Potencia nominal P	[W] 149
Tensión de máxima potencia	[V] 23,6
Corriente de máxima potencia	[A] 6,32
Tensión de circuito abierto	[V] 30
Corriente de cortocircuito	[A] 6,96
NOCT	[°C] 47,9
Tolerancia de potencia	[%] +5 / -5
Resistencia a la corriente inversa I _r	[A] 15
Protección máx. del string	[A] 15
Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto	[V/°C] -1,20x10 ⁻¹
Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito	[A/°C] 5,15x10 ⁻³
Coefficiente de temperatura a P _{max}	[W/°C] -9,60x10 ⁻¹
Reducción del nivel de eficacia de 1000 W/m² a 200 W/m²	[%] 6,0

MEDIDAS

Longitud	[mm]	1500 (±2,5)
Ancho	[mm]	990 (±2,5)
Altura / incl. caja de contacto	[mm]	46
Peso	[kg]	18
Cable	[mm]	(+)950 / (-)750
Tipo de conexión	MC PV-KBT3 / MC PV-KST3	
Caja de contacto	[mm]	100x108x20
Código IP	IP65	

DATOS GENERALES

Garantía de rendimiento	10*** / 20 años****
Garantía	5 años

CÉLULAS

Cantidad por módulo	54
Tecnología celular	policristalina
Tamaño celular (cuadrado)	[mm] 156x156
Conexión de células	3 busbar

* Los índices eléctricos son válidos en condiciones de prueba estándar (STC): Irradiación de 1000 W/m², masa de aire AM 1.5 y temperatura celular de 25 °C

** Los índices bajo temperatura operativa nominal de las células (NOCT): Irradiación de 800 W/m², masa de aire AM 1.5, velocidad del viento de 1 m/s y temperatura ambiente de 20 °C

*** 10 años el 90 % de la potencia mínima especificada P bajo condiciones de prueba normalizadas (STC)

**** 20 años el 80 % de la potencia mínima especificada P bajo condiciones de prueba normalizadas (STC)

Anexo 2

Resultados de la simulación de la instalación fotovoltaica mediante el Software PVSyst 5.0.

Global System configuration		Global system summary	
1	Number of kinds of sub-fields	Nb. of modules	12
		Module area	11 m²
		Nb. of inverters	1
		Nominal PV Power	1.1 kWp
		Maximum PV Power	1.1 kWdc
		Nominal AC Power	1.0 kWac

Homogeneous System

Presizing Help

☐ No Sizing Enter planned power ☒ 1.0 kWp. ... or available area ☐ 10 m²

Select the PV module

Sort modules: ☒ Power ☐ Technology ☐ Manufacturer All modules

95 Wp 29V Si-poly RSM 95 AC Shell Solar Manufacturer

Approx. needed modules: **11** Sizing voltages: Vmpp (60°C) **29.3 V**
Voc (-10°C) **48.2 V**

Select the inverter

Sort inverters by: ☒ Power ☐ Voltage (max) ☐ Manufacturer All inverters

1.0 kW 120 - 300 V 50 Hz Sunrise Mini Fronius

Nb. of inverters: ☒ Operating Voltage: **120-300 V** Global Inverter's power: **1.0 kWac**
Input maximum voltage: **350 V**

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: should be between 5 and 7 ☒

Nbre strings: only possibility 2 ☒

Overload loss: **0.0 %**

Phom ratio: **1.14**

Nb. modules: 12 Area: 11 m²

Operating conditions

Vmpp (60°C): 176 V
Vmpp (20°C): 213 V
Voc (-10°C): 289 V

Plane irradiance: **1000 W/m²** ☐ Max. in data ☒ STC

Imp (STC): 5.7 A Max. operating power: **1.0 kW**
Isc (STC): 6.2 A at 1000 W/m² and 50°C)

Isc (at STC): 6.2 A **Array nom. Power (STC): 1.1 kWp**

Anexo 3. Datos diarios de la instalación fotovoltaico-térmica.

ENERO

	RADIACIÓN (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PV (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PVT (W·h/m2)	CALOR ÚTIL (W·h/m2)	Rendimiento térmico	Rendimiento fotovoltaico panel PVT
1	1502,112142	154,690356	154,6903559	4,19E-12	2,79E-15	0,102981896
2	677,0099267	69,7197656	69,71976562	5,16E-12	7,62E-15	0,102981896
3	1000,080865	102,990223	102,9902233	4,22E-12	4,22E-15	0,102981896
4	2908,039358	297,955815	287,8514347	71,04230911	2,44E-02	0,098984711
5	1382,993883	142,396301	142,4233317	5,15E-12	3,72E-15	0,102981896
6	1127,391638	116,100928	115,9941153	5,01E-12	4,44E-15	0,102887152
7	829,207012	85,39331	85,39330997	4,95E-12	5,97E-15	0,102981896
8	1926,117758	197,87299	193,609465	5,12E-12	2,66E-15	0,100517979
9	1146,051532	118,022559	117,9005533	4,29E-12	3,75E-15	0,102875438
10	845,4079854	87,0528814	87,06171692	3,74E-12	4,42E-15	0,102981896
11	636,3811546	65,5357376	65,53573764	4,87E-12	7,65E-15	0,102981896
12	2710,361255	277,852877	270,244569	54,5103019	2,01E-02	0,099707952
13	3059,813353	313,624068	305,3749222	60,95245222	1,99E-02	0,099801814
14	2100,046712	215,503006	213,7876009	3,84E-12	1,83E-15	0,101801355
15	483,3666336	49,7780122	49,77801222	4,76E-12	9,84E-15	0,102981896
16	2003,924297	205,541827	205,9619572	4,78E-12	2,38E-15	0,10277931
17	2361,381416	241,363527	238,2091433	4,86E-12	2,06E-15	0,10087703
18	1489,644416	153,262878	151,5323996	4,52E-12	3,03E-15	0,101723873
19	3271,359525	329,509639	321,8400704	317,5438389	9,71E-02	0,098381137
20	3302,470236	332,824442	324,0764093	316,6559989	9,59E-02	0,098131516
21	3109,898479	314,422379	305,2215733	277,7627243	8,93E-02	0,098145189
22	3104,935973	313,945506	304,9751124	224,2177911	7,22E-02	0,098222674
23	3224,493547	326,239826	317,1377701	190,3330917	5,90E-02	0,098352738
24	3063,150443	312,250165	302,7800844	130,5713453	4,26E-02	0,098845972
25	1390,845395	143,231895	143,2318953	4,47E-12	3,22E-15	0,102981896
26	3501,207185	355,450002	346,3678833	104,0411125	2,97E-02	0,098928131
27	3559,772251	360,673991	349,1319195	262,1489426	7,36E-02	0,098077038
28	3584,942423	360,260048	351,4678876	375,3851132	1,05E-01	0,098040037
29	3576,346825	360,588254	351,4019436	299,7646906	8,38E-02	0,098257233
30	3268,635862	332,052848	323,0982758	191,111035	5,85E-02	0,098848048
31	3904,951528	396,315109	383,2565897	281,1580282	7,20E-02	0,098146312
TOTAL	70052,3410	7132,42117	6982,04603	3157,198776		

FEBRERO

	RADIACIÓN (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PV (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PVT (W·h/m2)	CALOR ÚTIL (W·h/m2)	Rendimiento térmico	Rendimiento fotovoltaico panel PVT
1	1535,968464	158,134119	157,6646845	5,23041E-12	3,41E-15	0,102648386
2	2482,169286	253,320493	248,3736446	2,246636571	9,05E-04	0,100063137
3	967,743578	99,6600681	99,66006815	4,75294E-12	4,91E-15	0,102981896
4	1861,794154	190,662785	190,3069278	4,89347E-12	2,63E-15	0,102216954
5	2403,674897	246,821694	239,9315226	9,742577358	4,05E-03	0,099818625
6	3388,276771	346,903815	338,7066186	3,93924E-12	1,16E-15	0,099964271
7	3489,614777	353,362904	344,2985583	142,1846868	4,07E-02	0,098663772
8	3623,913609	365,560307	358,9948191	77,95440671	2,15E-02	0,099062742
9	3956,736049	398,357974	389,0722961	207,3764078	5,24E-02	0,098331628
10	4109,119192	414,284879	404,9700583	240,601395	5,86E-02	0,098553982
11	4118,897696	414,986011	403,069524	336,1482639	8,16E-02	0,097858591
12	3032,95721	308,987617	304,8384012	31,09619101	1,03E-02	0,100508639
13	2279,423077	233,845022	231,7516715	4,99096E-12	2,19E-15	0,101671196
14	468,5389892	48,2510333	48,25103329	4,72334E-12	1,01E-14	0,102981896
15	2046,914884	208,569928	205,3252252	12,79811831	6,25E-03	0,100309606
16	2003,924297	205,541827	205,9619572	4,77509E-12	2,38E-15	0,10277931
17	2422,335639	248,462414	248,5489466	5,1227E-12	2,11E-15	0,102607146
18	563,2538893	58,0049532	58,00495324	5,51767E-12	9,80E-15	0,102981896
19	865,164474	89,0962776	89,09627757	4,70693E-12	5,44E-15	0,102981896
20	2837,884374	285,77396	279,1326302	200,7458197	7,07E-02	0,098359409
21	2650,151769	268,666099	265,9027861	50,06792634	1,89E-02	0,100334928
22	5134,035766	504,779535	497,8549805	604,249837	1,18E-01	0,096971467
23	3293,50232	334,346486	330,7004719	5,401434108	1,64E-03	0,100409971
24	580,7872466	59,8105716	59,81057162	3,94651E-12	6,80E-15	0,102981896
25	2295,230675	234,00741	230,3045749	5,28826E-12	2,30E-15	0,100340492
26	4223,8705	420,093493	410,3602235	529,1376422	1,25E-01	0,097152653
27	5311,462181	514,079294	510,4860403	1057,349307	1,99E-01	0,096110265
28	3389,887419	332,916008	330,3438172	454,9904624	1,34E-01	0,09744979
29	4786,214118	469,644082	463,128709	613,3570632	1,28E-01	0,096763057
TOTAL	80123,4473	8066,93106	7944,85199	4575,448175		

MARZO

	RADIACIÓN (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PV (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PVT (W·h/m2)	CALOR ÚTIL (W·h/m2)	Rendimiento térmico	Rendimiento fotovoltaico panel PVT
1	3761.666667	362,2103295	352,7389886	349,2497318	9,65E-02	0,097501261
2	4439.333333	423,2525628	415,646662	639,2431186	1,49E-01	0,096889328
3	4337.333333	415,1777884	409,1830875	428,4680427	1,02E-01	0,097739406
4	4527.5	451,2219297	451,2590393	4,77E-12	1,09E-15	0,102980747
5	4295.833333	426,5224009	426,5224009	4,37E-12	1,05E-15	0,102981896
6	4700.666667	466,9398592	464,9170641	4,82E-12	1,06E-15	0,102251292
7	4389.166667	426,5544474	417,5780473	198,5109441	4,69E-02	0,098584144
8	4573.666667	441,7522936	429,7222541	415,8393251	9,43E-02	0,097406823
9	3738.333333	364,7019347	358,6285977	4,86E-12	1,35E-15	0,099906347
10	1447	141,3074415	141,3074415	4,66E-12	3,40E-15	0,102981896
11	4372.5	418,7598842	412,454145	239,0668671	5,66E-02	0,097612579
12	4128.666667	395,0448122	384,9286584	399,1770903	1,01E-01	0,097084604
13	4686.833333	445,2459762	439,3536932	705,7066902	1,56E-01	0,096939854
14	4124.833333	387,9988258	384,8277942	615,4243888	1,55E-01	0,097048742
15	4934.333333	474,9534173	467,9485123	96,67822127	2,02E-02	0,097907658
16	5170.5	494,7801861	485,1438491	611,7244636	1,22E-01	0,096816533
17	4520.833333	431,7987142	423,3313243	411,5858285	9,46E-02	0,097259163
18	3923.333333	380,3745145	372,3725406	67,11155091	1,79E-02	0,099225951
19	4957.5	479,6759952	467,2287745	382,0301035	7,96E-02	0,097405349
20	4787.833333	468,5049512	460,1268283	54,69252907	1,18E-02	0,099412427
21	5496.5	528,714702	518,589098	614,0073435	1,15E-01	0,097115119
22	1962	191,2875465	191,4975761	4,35E-12	2,32E-15	0,102106943
23	4652	464,2091779	464,4804075	4,91E-12	1,09E-15	0,102981093
24	4407	432,8686692	425,8736221	11,69933828	2,75E-03	0,099997593
25	5086	488,7384888	480,7778199	725,5668771	1,46E-01	0,096890737
26	3134.333333	307,0118171	306,848501	4,97E-12	1,67E-15	0,102740799
27	2361.166667	230,48138	229,6781655	4,03E-12	1,76E-15	0,100422371
28	4949.166667	473,240856	466,4187677	515,4922495	1,07E-01	0,09704646
29	5125.5	485,1448978	480,5949948	638,3142098	1,29E-01	0,0968541
30	3303	321,7060061	317,9555276	34,80170741	1,09E-02	0,099142411
31	5468.833333	530,2002221	518,4937027	334,1785422	6,29E-02	0,097604593
TOTAL	131763.1667	12750,382	12566,4279	8488,569163		

ABRIL

	RADIACIÓN (W·h /m2)	Producción eléctrica panel PV (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PVT (W·h/m2)	CALOR ÚTIL (W·h/m2)	Rendimiento térmico	Rendimiento fotovoltaico panel PVT
1	4987.166667	665,4392764	660,1158751	497,7517008	7,33E-02	0,097227518
2	6509	797,2460173	817,1013586	2194,883125	2,56E-01	0,095179371
3	6804.166667	818,5278461	836,2876777	1775,879904	2,02E-01	0,095317931
4	6894.333333	810,5479528	836,1360021	2555,855508	2,89E-01	0,094523328
5	6752.5	807,3500795	826,9434406	2471,590014	2,83E-01	0,094727876
6	5736	700,4385215	719,486502	2118,156838	2,79E-01	0,094938548
7	2967.5	342,2844832	339,1975217	271,7456924	7,81E-02	0,097524182
8	2715.833333	339,1171481	333,0575317	154,6431156	4,55E-02	0,09803997
9	3009.666667	362,5857209	360,0996166	206,0205568	5,63E-02	0,098356247
10	3270.166667	387,5018147	385,7192001	207,1094632	5,30E-02	0,098732052
11	1954.666667	226,3448653	224,8745343	5,38E-12	2,45E-15	0,102226533
12	6075.5	749,2442936	743,1281759	1461,117269	1,88E-01	0,095833809
13	6618.666667	799,1744583	797,7178153	1380,126807	1,66E-01	0,095910586
14	7346.833333	874,1436155	874,3191255	1957,568734	2,13E-01	0,095250616
15	6826.5	823,7396127	830,8739616	2001,919717	2,30E-01	0,095472268
16	6376.166667	764,2931024	775,5947899	2119,940236	2,60E-01	0,095023621
17	4947.833333	611,1610127	604,6723369	446,6052236	7,18E-02	0,097240371
18	4760.166667	570,3653879	569,3227229	117,5525342	2,05E-02	0,099255448
19	2574.666667	286,2700448	285,6222904	7,409159546	2,60E-03	0,100403704
20	4416	514,3052342	511,5582138	222,2271925	4,31E-02	0,099178024
21	4046.333333	464,8400061	462,5757487	320,6457132	6,83E-02	0,098512803
22	6762.5	786,0894418	790,097776	1664,599774	2,01E-01	0,095332818
23	6855.833333	774,5286233	789,675388	2262,172631	2,71E-01	0,09470899
24	6915.166667	788,7867002	808,6691483	2564,237672	3,00E-01	0,094595532
25	7493	828,0221115	859,1243542	2833,835782	3,12E-01	0,094453591
26	7537.666667	826,1747106	858,3430085	2926,117008	3,22E-01	0,094354918
27	6815.833333	745,9021399	773,7459474	2540,23797	3,10E-01	0,094466863
28	4764.5	524,642781	521,900351	672,4854656	1,25E-01	0,096647396
29	7887.333333	875,997219	889,1716415	2209,849714	2,36E-01	0,094990938
30	7944.5	889,5479362	893,5934299	2054,273079	2,19E-01	0,095193663
TOTAL	168566,00	19754,6122	19978,7255	42216,5576		

MAYO

	RADIACIÓN (W/m2)	Producción eléctrica panel PV (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PVT (W·h/m2)	CALOR ÚTIL (W·h/m2)	Rendimiento térmico	Rendimiento fotovoltaico panel PVT
1	8016.833333	878,6652481	899,1460442	2636,14491	2,77E-01	0,094558823
2	7392.166667	827,9007734	856,2515467	2800,572574	3,09E-01	0,094424258
3	6122.333333	728,0982899	747,1957002	2358,657778	2,99E-01	0,094768374
4	5856.333333	692,2912743	715,0879139	2295,073932	3,03E-01	0,094427598
5	7115	796,5689951	833,0094706	2991,219899	3,38E-01	0,094086923
6	6231.166667	739,6036501	772,6201161	2741,972724	3,34E-01	0,094159678
7	5357.333333	655,5414646	666,6101351	1506,824037	2,15E-01	0,095265595
8	1377.666667	160,582854	160,1495602	4,48E-12	2,84E-15	0,101485212
9	4066.333333	518,6306648	515,893905	874,7364005	1,63E-01	0,095960078
10	1261	142,0854168	142,0854168	4,52E-12	3,28E-15	0,102981896
11	5595.666667	662,5722768	663,5576477	822,2758485	1,20E-01	0,096492535
12	6585.333333	746,4413992	761,7718793	2135,53461	2,66E-01	0,094809701
13	4442.333333	602,8833228	605,6377914	1387,124487	2,18E-01	0,09538704
14	4477.5	585,8219284	581,2616121	893,5689449	1,48E-01	0,096421451
15	5740.5	709,9959909	712,1547829	1660,866092	2,22E-01	0,095376323
16	4937.5	621,0489227	624,6812223	1342,166182	2,05E-01	0,095399922
17	7001.666667	784,8263088	795,6292426	2045,579122	2,44E-01	0,094885334
18	4082.833333	539,7958115	540,1922886	950,4384467	1,70E-01	0,096350276
19	5857	722,4256332	719,5050192	1111,99537	1,48E-01	0,096013607
20	7316.5	791,158803	810,3401539	2454,704324	2,87E-01	0,094593483
21	5919	663,7470446	669,8828915	1704,885745	2,42E-01	0,095243981
22	6232.333333	726,9230376	738,4983212	2147,386337	2,76E-01	0,094909708
23	2578.166667	351,2031597	350,4259268	276,8391586	7,74E-02	0,098028773
24	6197.666667	744,3374378	741,3438605	1231,069247	1,59E-01	0,095975786
25	4091	532,3898393	531,6013262	732,7633718	1,34E-01	0,097028016
26	5765.666667	699,8883241	698,8156992	1397,431003	1,91E-01	0,095673888
27	7172.166667	781,7931733	789,3656326	1949,24696	2,35E-01	0,095170121
28	3917.833333	532,5155488	523,2115491	694,7065491	1,28E-01	0,096671715
29	5265.166667	622,5356313	615,046822	870,8081808	1,36E-01	0,09621735
30	4475.333333	505,3896409	505,7779088	943,5297295	1,80E-01	0,096522989
31	5352.166667	628,3605298	632,8519527	1388,375019	2,09E-01	0,095396025
TOTAL	165799.5	19696,0224	19919,6033	46346,497		

JUNIO

	RADIACIÓN (W/m2)	Producción eléctrica panel PV (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PVT (W·h/m2)	CALOR ÚTIL (W·h/m2)	Rendimiento térmico	Rendimiento fotovoltaico panel PVT
1	4049.666667	383,9289628	377,4760375	404,5093552	1,04E-01	0,097468925
2	5866.166667	535,2879227	535,8178315	1019,112626	1,83E-01	0,096014052
3	7648.166667	697,3259519	707,5463583	1763,22984	2,38E-01	0,095404128
4	7478.166667	687,042913	701,6081788	2013,811437	2,73E-01	0,095004867
5	3949.166667	362,9918467	362,4533683	561,4237813	1,51E-01	0,09772643
6	8753.833333	782,9831245	792,222585	1738,415764	2,09E-01	0,095368018
7	7802.5	709,808338	721,051034	1819,552324	2,41E-01	0,095345793
8	4455.333333	423,2588167	420,5049574	5,07E-12	1,22E-15	0,101120123
9	3923.833333	366,3953708	362,9155107	5,90E-12	1,64E-15	0,100505278
10	5466	503,6628409	502,3495081	545,7216579	1,05E-01	0,097082493
11	6025	551,3288673	549,7018455	812,4484994	1,42E-01	0,096268197
12	7293	653,5662036	652,913622	671,4543813	9,89E-02	0,09618388
13	6876.333333	614,339953	631,1313846	1986,81903	2,99E-01	0,094831411
14	8238.166667	727,6286171	758,481708	2772,876516	3,45E-01	0,094365504
15	6035.5	527,003143	538,598963	1500,031716	2,65E-01	0,095159133
16	5786	548,8149612	553,5305929	1049,995896	1,82E-01	0,09568234
17	8279.333333	743,7869168	760,7289466	2100,40537	2,62E-01	0,094840499
18	8701.666667	764,7603943	798,5579867	2955,068082	3,49E-01	0,094237545
19	8631	746,6945314	791,0408684	3306,756412	3,92E-01	0,093814482
20	8411.5	730,6908308	774,8899414	3213,593227	3,89E-01	0,093889327
21	6719.5	592,4151754	624,2040638	2458,66026	3,71E-01	0,094145314
22	8750.833333	756,5139033	808,60332	3504,965428	4,06E-01	0,09360036
23	7495.166667	687,0382788	708,8851567	2482,450173	3,31E-01	0,094459304
24	7495.166667	687,0382788	708,8851567	2482,450173	3,31E-01	0,094459304
25	8465.166667	751,5758836	795,7877377	3247,818528	3,83E-01	0,093859556
26	7495.166667	687,0382788	708,8851567	2482,450173	3,31E-01	0,094459304
27	8440.666667	762,3737929	800,9656498	2951,300999	3,47E-01	0,094072906
28	8442.833333	755,0774476	800,7143135	3,24E+03	3,80E-01	0,093812666
29	8052.5	716,2224837	766,4762147	3414,076566	4,17E-01	0,09358619
30	7937.5	705,2657471	755,5018124	3326,047822	4,12E-01	0,093522997
TOTAL	212964.8333	19161,8598	19772,4298	59826,6297		

JULIO

	RADIACIÓN (W/m2)	Producción eléctrica panel PV (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PVT (W·h/m2)	CALOR ÚTIL (W·h/m2)	Rendimiento térmico	Rendimiento fotovoltaico panel PVT
1	8318.833333	818,4103456	882,2950927	3971,025299	4,20E-01	0,093268164
2	6677.666667	684,445561	712,0011257	2285,746408	3,03E-01	0,094333578
3	8664	882,3660036	916,6230345	3064,360792	3,15E-01	0,094217987
4	8596.166667	849,3637756	902,6215643	3688,551783	3,83E-01	0,093699783
5	8546.333333	836,0648196	893,2861134	3788,228983	3,96E-01	0,093474166
6	8672	862,0858753	905,2803616	3278,732319	3,40E-01	0,093835228
7	8625.333333	860,0406687	899,4512295	3260,275717	3,41E-01	0,093981049
8	7391.333333	730,0508783	765,8527506	2841,580183	3,50E-01	0,094334689
9	8515.666667	821,9746653	879,2139076	3769,008246	4,01E-01	0,093561334
10	8427.333333	808,1796634	865,2079056	3722,682478	4,03E-01	0,093580289
11	8469.5	822,4045526	870,6747867	3447,543372	3,71E-01	0,09373614
12	6770.333333	664,8837937	680,38872	1699,844698	2,37E-01	0,094984107
13	8519	854,9434635	877,9011694	2525,522808	2,72E-01	0,094684174
14	8459.333333	829,4860575	865,2653849	2899,483137	3,16E-01	0,094328366
15	7859.166667	760,4825913	797,6938188	2988,931321	3,52E-01	0,094030621
16	7585.666667	732,0722212	768,3200554	2974,419991	3,64E-01	0,093979214
17	8179.666667	775,840441	822,4195701	3337,406515	3,81E-01	0,093835574
18	7636	707,4785849	760,9722123	3525,298999	4,33E-01	0,093514354
19	7923.666667	730,4379033	782,9693939	3558,44245	4,25E-01	0,09343026
20	7837.833333	734,7082942	781,3013496	3292,782381	3,95E-01	0,093756422
21	7837.833333	734,7082942	781,3013496	3292,782381	3,95E-01	0,093756422
22	8083.666667	751,5625905	800,2523413	3341,860843	3,92E-01	0,093849219
23	7595.166667	694,6737858	747,9552715	3453,690978	4,32E-01	0,09361084
24	8039.666667	740,6931225	784,5743666	3234,912221	3,86E-01	0,093713114
25	7865.5	734,069272	773,5310795	3072,41905	3,73E-01	0,093852029
26	7953	735,7270313	776,260406	3149,994878	3,81E-01	0,093809775
27	8166.5	741,6142374	790,4703006	3430,508393	4,06E-01	0,093630509
28	7955	729,7184944	769,6976411	3068,058128	3,74E-01	0,093871863
29	8065.833333	732,0964743	778,6316674	3313,130088	3,99E-01	0,093817948
30	8119.5	731,2438578	780,5261387	3398,651264	4,08E-01	0,093684745
31	7884.5	712,0734019	758,9020986	3297,692719	4,08E-01	0,093795623
TOTAL						
	249241	23803,9007	25171,8422	99973,5688		

AGOSTO

	RADIACIÓN (W/m²)	Producción eléctrica panel PV (W·h/m²)	Producción eléctrica panel PVT (W·h/m²)	CALOR ÚTIL (W·h/m²)	Rendimiento térmico	Rendimiento fotovoltaico panel PVT
1	8390,741409	736,2202886	785,0564314	3367,936548	4,01E-01	0,093562224
2	8539,092079	751,7514396	799,7029958	3323,170507	3,89E-01	0,093651993
3	8445,709679	730,5419093	788,2989424	3613,927424	4,28E-01	0,093337206
4	8489,799026	726,9023345	790,9995717	3841,33054	4,52E-01	0,093170589
5	8277,108598	706,6433945	770,8731682	3762,213236	4,55E-01	0,093133147
6	8068,494628	692,5068371	752,2138909	3538,533523	4,39E-01	0,09322853
7	8577,817125	752,2030031	802,0476998	3381,840287	3,94E-01	0,093502541
8	8461,732403	755,9868269	796,8658367	2882,125709	3,41E-01	0,094172895
9	8276,201775	731,7427236	776,7955223	3128,205965	3,78E-01	0,09385894
10	8351,046368	725,8853987	780,4448694	3464,794428	4,15E-01	0,09345474
11	8028,098594	709,6615658	752,2262347	2904,461153	3,62E-01	0,093699177
12	7967,719341	722,494699	751,7839548	2455,573191	3,08E-01	0,094353719
13	8433,53348	759,1712343	795,7951386	2772,802723	3,29E-01	0,09436082
14	7001,747534	641,7571593	662,4324177	2137,89971	3,05E-01	0,094609583
15	8482,403424	779,6087043	802,522438	2406,257112	2,84E-01	0,094610265
16	7698,718171	693,5758911	725,2215617	2591,812426	3,37E-01	0,0942003
17	8320,367956	747,0468379	782,5205187	2907,212115	3,49E-01	0,094048788
18	8346,942363	734,1024633	782,6960679	3268,961386	3,92E-01	0,093770393
19	8252,039814	728,2531007	773,6518076	3161,078864	3,83E-01	0,093752796
20	8294,741105	733,8465565	779,0379015	3110,794689	3,75E-01	0,093919496
21	7958,412652	699,2763741	746,1160932	3080,943425	3,87E-01	0,093751873
22	7650,268674	674,6669837	717,327303	2915,116761	3,81E-01	0,093764982
23	7472,515292	674,2293693	704,3281791	2446,049273	3,27E-01	0,094255836
24	8151,326626	722,2514585	764,781585	3016,996745	3,70E-01	0,093822959
25	8221,569922	721,2341606	770,5406708	3219,785352	3,92E-01	0,093721841
26	7758,990045	682,8865633	727,3292694	3009,897282	3,88E-01	0,093740199
27	7840,355617	690,3672678	734,1204439	2932,961337	3,74E-01	0,093633565
28	7687,244423	675,9072379	720,7196657	2973,573272	3,87E-01	0,093755269
29	8093,979332	709,9566589	757,7814519	3130,886174	3,87E-01	0,093622855
30	7641,268977	684,6285609	717,9157117	2660,658705	3,48E-01	0,09395242
31	8086,64637	726,1876222	760,1025754	2788,476413	3,45E-01	0,093994784
TOTAL	251266,6328	22221,4946	23572,2499	94196,2763		

SEPTIEMBRE

	RADIACIÓN (W/m2)	Producción eléctrica panel PV (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PVT (W·h/m2)	CALOR ÚTIL (W·h/m2)	Rendimiento térmico	Rendimiento fotovoltaico panel PVT
1	6940,467377	626,4107504	655,3900771	2481,313905	3,58E-01	0,094430251
2	6020,416732	550,5895518	570,5534083	1991,701273	3,31E-01	0,094769753
3	7079,325489	647,1783759	669,7197742	2212,813931	3,13E-01	0,094602201
4	6490,478812	603,045996	616,9026393	1756,721001	2,71E-01	0,095047323
5	4295,658326	415,5884881	416,9780841	508,180005	1,18E-01	0,097069658
6	6020,794081	559,8282326	571,5740317	1522,671089	2,53E-01	0,09493333
7	7238,340382	672,3636726	687,3484651	2041,172636	2,82E-01	0,094959401
8	6020,794081	542,17839	558,9881809	1667,493137	2,77E-01	0,092842933
9	3123,337331	302,9745102	301,7704792	389,65074	1,25E-01	0,096617959
10	5067,697582	474,2667747	482,8781753	1421,104855	2,80E-01	0,095285515
11	6234,80988	576,8021344	591,7281951	1839,264179	2,95E-01	0,094907175
12	7131,534783	683,4291098	685,4279218	1114,84663	1,56E-01	0,09611226
13	7058,319442	670,8038097	675,1909623	1422,959947	2,02E-01	0,095658884
14	7102,573391	666,9730655	676,2627554	1794,490632	2,53E-01	0,095213765
15	6981,655024	639,0095718	660,4818074	2316,489471	3,32E-01	0,09460247
16	6804,855243	619,3359542	643,759046	2299,668694	3,38E-01	0,094602901
17	6517,452232	591,8807236	615,8562712	2188,985817	3,36E-01	0,094493408
18	4233,98183	404,1475075	406,0702103	934,1498284	2,21E-01	0,095907405
19	6599,379095	604,7843363	624,0239051	2128,485902	3,23E-01	0,094557972
20	6155,300473	566,0986217	583,0983007	1930,887145	3,14E-01	0,094731086
21	3162,375245	304,5448133	306,1733044	598,843906	1,89E-01	0,096817512
22	3428,69542	335,4908615	333,1179948	385,2853118	1,12E-01	0,097155902
23	6017,066248	567,0211691	572,8168721	1548,06828	2,57E-01	0,095198698
24	6403,12877	613,6192348	614,716352	1080,038639	1,69E-01	0,096002497
25	5717,55468	552,7208645	551,2241713	790,5342109	1,38E-01	0,096409077
26	6567,854852	625,4314633	628,7069076	1360,411195	2,07E-01	0,095724848
27	3376,161668	333,8818939	329,9468426	252,1283841	7,47E-02	0,09772839
28	1373,997693	140,9507296	140,1278197	4,13E-12	3,01E-15	0,101985484
29	6328,637855	598,0233818	603,8208912	1503,364606	2,38E-01	0,095410878
30	6255,836153	592,3613723	597,139807	1498,659659	2,40E-01	0,095453236
TOTAL	171748,4802	16081,7354	16371,7937	42980,385		

OCTUBRE

	RADIACIÓN (W/m2)	Producción eléctrica panel PV (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PVT (W·h/m2)	CALOR ÚTIL (W·h/m2)	Rendimiento térmico	Rendimiento fotovoltaico panel PVT
1	5140,085369	491,1264812	492,6944383	1226,411495	2,39E-01	0,095853357
2	5189,650796	494,8565461	497,399105	1149,345718	2,21E-01	0,095844427
3	5250,127822	526,4718895	520,6946309	5,14E-12	9,79E-16	0,099177515
4	4712,425685	466,3142096	455,7074575	667,026731	1,42E-01	0,096703373
5	5109,711084	493,1768958	491,4207328	1103,588078	2,16E-01	0,096173878
6	4995,229656	479,7402296	480,1719495	1103,359123	2,21E-01	0,096126101
7	1529,724614	156,7852976	155,6555574	4,62E-12	3,02E-15	0,101753973
8	3354,861079	338,1224659	331,6488025	1,129413159	3,37E-04	0,098856195
9	4377,256276	441,4119617	438,4126735	5,17E-12	1,18E-15	0,100156958
10	2442,448611	242,8302259	240,7615607	29,40030836	1,20E-02	0,098573849
11	2033,505171	203,4844458	202,3990388	4,514647296	2,22E-03	0,099532099
12	3188,790889	316,1240439	312,1567657	207,8255788	6,52E-02	0,09789189
13	3045,250312	302,0972397	296,0540181	328,8125776	1,08E-01	0,097218287
14	3710,029875	363,7171447	358,3628845	553,6280638	1,49E-01	0,096592992
15	3956,896799	386,4967439	382,1123216	705,4845739	1,78E-01	0,096568685
16	3792,164087	369,144927	365,7496344	715,9567051	1,89E-01	0,096448789
17	3738,772817	364,2903616	360,8141927	662,0896371	1,77E-01	0,096506049
18	1234,345762	127,1040459	125,3988322	4,59E-12	3,72E-15	0,101591334
19	2211,626033	222,7920606	218,837499	29,50629009	1,33E-02	0,09894869
20	2327,609579	234,0833623	231,3471293	37,90912043	1,63E-02	0,099392583
21	2290,973223	228,3879099	224,4346379	181,5110621	7,92E-02	0,097964758
22	751,1347003	77,35327531	77,35327531	4,18E-12	5,56E-15	0,102981896
23	1751,573916	179,2301266	176,6870616	5,21E-12	2,98E-15	0,100873312
24	3600,866929	362,0233843	354,8356668	171,2523449	4,76E-02	0,098541733
25	3870,717839	386,728157	379,7571917	77,36158632	2,00E-02	0,098110275
26	3865,518554	382,0272148	375,0276359	537,8367391	1,39E-01	0,097018713
27	3742,400559	370,2822667	363,4691312	480,1750751	1,28E-01	0,097121921
28	458,0493867	47,17079414	47,17079414	5,24E-12	1,14E-14	0,102981896
29	2878,705562	295,1403321	291,0744602	4,32E-12	1,50E-15	0,101112967
30	510,5825165	52,58075543	52,58075543	5,39E-12	1,06E-14	0,102981896
31	659,6770142	67,93478942	67,93478942	5,06E-12	7,67E-15	0,102981896
TOTAL	95720,71252	9469,02958	9368,12462	9974,12487		

NOVIEMBRE

	RADIACIÓN (W/m²)	Producción eléctrica panel PV (W·h/m²)	Producción eléctrica panel PVT (W·h/m²)	CALOR ÚTIL (W·h/m²)	Rendimiento térmico	Rendimiento fotovoltaico panel PVT
1	2562,909025	260,1511035	256,2252367	5,906280655	2,30E-03	0,099974378
2	2592,283023	262,7923186	256,7113754	48,63784077	1,88E-02	0,099029069
3	2884,312312	295,3746994	287,0933168	26,76585525	9,28E-03	0,099536141
4	2087,681281	209,0435377	207,0430538	154,4804353	7,40E-02	0,099173689
5	4431,119302	437,325163	427,5979014	650,5747471	1,47E-01	0,096498847
6	4913,343357	485,6490578	474,618849	800,8834066	1,63E-01	0,09659794
7	2885,677036	294,1856828	287,3203151	16,25575959	5,63E-03	0,099567731
8	4441,988457	437,3938652	429,0285836	715,5572971	1,61E-01	0,096584804
9	5235,795833	517,9604047	505,7111947	850,4730649	1,62E-01	0,096587264
10	5158,615751	508,386434	498,801338	875,5268328	1,70E-01	0,096692865
11	1880,918749	192,8861496	190,8467645	5,18E-12	2,75E-15	0,101464651
12	3669,198477	373,1838198	367,5159324	1,524518311	4,15E-04	0,100162456
13	5177,358002	523,4426658	512,5458761	5,06E-12	9,78E-16	0,098997573
14	5107,444766	513,2068929	500,3648972	187,1304093	3,66E-02	0,097967755
15	4969,278065	493,6191079	483,004096	626,5344878	1,26E-01	0,097198042
16	4861,581618	481,071796	469,9712985	812,6266551	1,67E-01	0,096670453
17	4619,945167	457,6446513	447,245731	722,3779228	1,56E-01	0,096807584
18	2054,195685	211,5449657	210,7262422	4,71E-12	2,29E-15	0,102583334
19	4001,816992	405,5346276	401,3633865	4,94E-12	1,23E-15	0,100295288
20	4075,926502	409,9525679	399,361968	393,7763514	9,66E-02	0,09798066
21	3949,974036	399,6653199	388,6822551	204,7621516	5,18E-02	0,098401218
22	3930,023802	398,1056815	398,0660015	4,57E-12	1,16E-15	0,101288445
23	3853,251297	393,0682753	390,6609663	4,07E-12	1,06E-15	0,101384762
24	1719,963899	176,608775	176,5719489	4,09E-12	2,38E-15	0,102660265
25	2645,855166	270,7243412	270,2334943	4,38E-12	1,66E-15	0,102134651
26	2846,191146	293,0773043	293,054717	4,42E-12	1,55E-15	0,102963821
27	3457,286608	355,0497388	343,4910012	101,9051909	2,95E-02	0,09935277
28	3315,0188	341,3869201	333,302293	4,68E-12	1,41E-15	0,100543108
29	2400,600692	247,21841	247,21841	4,35E-12	1,81E-15	0,102981896
30	2225,8868	228,4193475	225,6202915	4,70E-12	2,11E-15	0,101361979
TOTAL	107955,4416	10873,6736	10679,9987	7195,69921		

DICIEMBRE

	RADIACIÓN (W/m2)	Producción eléctrica panel PV (W·h/m2)	Producción eléctrica panel PVT (W·h/m2)	CALOR ÚTIL (W·h/m2)	Rendimiento térmico	Rendimiento fotovoltaico panel PVT
1	1201,692972	123,7526203	123,7526203	4,62E-12	2,68E-12	0,102981896
2	2644,988847	272,3859654	272,3859654	4,29E-12	2,49E-12	0,102981896
3	504,8588361	51,99131996	51,99131996	4,98E-12	2,88E-12	0,102981896
4	727,5163704	74,92101493	74,92101493	5,16E-12	2,99E-12	0,102981896
5	1699,034679	174,6529425	174,2286001	5,01E-12	2,90E-12	0,102545641
6	720,9868804	74,24859567	74,24859567	5,86E-12	3,40E-12	0,102981896
7	691,1524429	71,17618875	71,17618875	5,15E-12	2,90E-12	0,102981896
8	552,2015986	56,8667674	56,8667674	5,53E-12	3,21E-12	0,102981896
9	578,1413151	59,53808857	59,53808857	3,94E-12	2,28E-12	0,102981896
10	2538,718399	261,4420332	261,4420332	5,26E-12	3,05E-12	0,102981896
11	2153,427871	221,7640842	221,2570772	5,21E-12	3,02E-12	0,102746454
12	1283,465051	132,1736639	131,7276545	4,18E-12	2,42E-12	0,102634391
13	345,0407062	35,53294599	35,53294599	5,24E-12	3,04E-12	0,102981896
14	2049,356183	211,0166592	210,2945223	4,65E-12	2,69E-12	0,102614921
15	2703,304329	278,3914043	272,3933749	4,78E-12	2,77E-12	0,100763119
16	2636,917752	271,5067178	267,5985425	4,86E-12	2,82E-12	0,101481566
17	2130,758422	218,9635994	215,3251825	5,06E-12	2,93E-12	0,101055652
18	2510,416798	257,9646433	249,3310464	2,35E+01	3,28E+01	0,099318586
19	2724,584062	279,8675752	273,4937056	4,12E-12	2,39E-12	0,100379984
20	2724,584062	279,8675752	273,4937056	4,12E-12	2,39E-12	0,100379984
21	2949,615306	301,0236944	293,7708514	115,8910924	1,18E+02	0,099596327
22	2887,072588	294,9305339	288,3385407	67,91940744	6,95E+01	0,099872287
23	2902,985793	297,0476599	290,2698422	50,50299716	5,62E+01	0,099990101
24	2907,840686	297,4802031	288,976716	132,9624017	1,37E+02	0,099378455
25	3103,185091	317,7788936	306,8740259	1,90E+02	1,93E+02	0,098890017
26	3030,097165	312,04515	306,8869605	5,11E-12	2,96E-12	0,101279577
27	1841,014255	188,59195	188,4519646	4,56E-12	2,64E-12	0,102363121
28	851,831436	87,72321603	87,72321603	4,63E-12	2,68E-12	0,102981896
29	1179,042635	121,4200456	121,4200456	4,94E-12	2,86E-12	0,102981896
30	2729,500091	278,8405129	272,243252	22,31535324	2,40E+01	0,099741067
31	1100,475499	113,329053	113,329053	4,74E-12	2,75E-12	0,102981896
TOTAL	58603,80812	6018,23532	5929,28342	603,172847		